

UNIVERSITÉ DU QUÉBEC

MÉMOIRE PRÉSENTÉ À  
L'UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À TROIS-RIVIÈRES

COMME EXIGENCE PARTIELLE  
DE LA MAÎTRISE EN GÉNIE ÉLECTRIQUE

PAR  
MYLÈNE ROBITAILLE

ÉLABORATION D'UNE MÉTHODE DE PROTECTION D'ÎLOTAGE POUR  
UN SYSTÈME DE PRODUCTION DISTRIBUÉE CONNECTÉ À UN  
RÉSEAU ÉLECTRIQUE LOCAL

JUILLET 2006

Université du Québec à Trois-Rivières

Service de la bibliothèque

Avertissement

L'auteur de ce mémoire ou de cette thèse a autorisé l'Université du Québec à Trois-Rivières à diffuser, à des fins non lucratives, une copie de son mémoire ou de sa thèse.

Cette diffusion n'entraîne pas une renonciation de la part de l'auteur à ses droits de propriété intellectuelle, incluant le droit d'auteur, sur ce mémoire ou cette thèse. Notamment, la reproduction ou la publication de la totalité ou d'une partie importante de ce mémoire ou de cette thèse requiert son autorisation.

## Remerciements

Je désire remercier les personnes qui m'ont aidée dans la réalisation de ma maîtrise en génie électrique et, par la même occasion, rendre hommage à toutes celles qui m'ont supportée tout au long du processus. Dans un premier temps, je remercie mon directeur de recherche M. Kodjo Agbossou pour la belle complicité et la bonne relation de collaboration que nous avons développées au cours des années. Je le remercie également pour la confiance qu'il m'a témoignée et pour le beau projet de recherche qu'il m'a confié. Je remercie M. Rémy Simard pour la qualité de sa contribution au projet ainsi que pour la quantité considérable de connaissances qu'il m'a transmises. Ma formation s'en trouve fortement bonifiée. Il va sans dire que je remercie mon conjoint, M. Alexis Bilodeau, pour son soutien de tous les instants et son aide inconditionnelle. Alexis, s'est avéré un modèle de persévérance et de détermination. Merci pour tes encouragements, je t'en suis très reconnaissante! Je tiens également à remercier M. Mamadou Lamine Doumbia pour sa gentillesse, sa grande disponibilité et son aide grandement appréciées.

Au cours de ma maîtrise, j'ai eu le bonheur qu'un très bon ami devienne mon coéquipier de travail. Un grand merci à M. Christian Thiffault pour son amitié et la qualité de son implication dans les travaux. Je remercie M. Alexandre Palardy pour m'avoir apporté une aide précieuse au niveau technique ainsi que pour son grand sens de l'humour tant apprécié. Je ne pourrais passer sous silence le support moral provenant de mes parents, Jocelyne et Roger, et de mon frère,

Hugo. Je les remercie de m'avoir suivi dans l'aventure de cette maîtrise et surtout d'avoir toujours porté un grand intérêt à la compréhension du contenu de mon projet même s'ils ne sont pas très familiers avec le domaine. Je remercie également M. Pierre Sicard pour sa grande disponibilité et pour son appui indéfectible lors de mes nombreuses demandes de bourses d'études. Je remercie M. Adam Skorek pour son implication inconditionnelle tant appréciée dans les nombreux projets scolaires et parascolaires que j'ai menés au cours de mes études. Mes remerciements s'adressent aussi à M. François Labarre pour sa bonne humeur et pour avoir, à maintes occasions, facilité la réalisation de mon montage expérimental. Je remercie bien sûr M. Richard Chahine pour la confiance qu'il a eue à mon égard il y a cinq ans en m'offrant mon premier emploi à l'Institut de recherche sur l'hydrogène. Un grand merci à mes amis de l'IRH, en particulier à Marie-Hélène, Annalise, Marc-André et Michaël, pour leur support et pour la belle relation d'amitié que nous avons tissée au cours des années. Finalement, je désire remercier l'Université de Québec à Trois-Rivières de m'avoir offert une formation de qualité en génie électrique et de m'avoir décerné des bourses d'études. Dans le même ordre d'idées, je remercie les organismes subventionnaires que sont le Fonds québécois de la recherche sur la nature et les technologies et le Conseil de recherches en sciences naturelles et en génie du Canada de m'avoir fourni un appui financier qui a facilité la poursuite de mon engagement à la maîtrise.

## Sommaire

Dans le contexte énergétique actuel, caractérisé par une demande en énergie toujours grandissante, les sources d'énergie distribuée sont devenues une solution sur laquelle plusieurs fondent beaucoup d'espoir. Cependant, l'interconnexion de sources de production distribuée en parallèle avec un réseau électrique comporte certaines difficultés. Un des principaux problèmes provient du fait que l'opérateur du réseau électrique n'a aucun contrôle sur les sources de production distribuée. Ceci peut donc provoquer une situation d'îlotage pouvant affecter la sécurité du personnel qui veille à l'entretien des lignes électriques et endommager les équipements du réseau lui-même ou encore ceux des consommateurs. Afin d'éviter ce problème, une interface, placée entre les sources d'énergie distribuée et le réseau, doit donc être en mesure de détecter les situations d'îlotage et, le cas échéant, déconnecter les sources du réseau dans un délai inférieur à celui prescrit par les normes canadiennes en vigueur.

Le présent travail de recherche a pour principal objectif la conception d'un système de détection d'îlotage efficace qui convienne au système à énergies renouvelables de l'Institut de recherche sur l'hydrogène (IRH). L'atteinte de ce but exige l'accomplissement de nombreux travaux intermédiaires. Dans un premier temps, ce travail met en lumière une quinzaine de méthodes de détection d'îlotage déjà existantes en expliquant leur fonctionnement puis en exposant leurs avantages et leurs inconvénients. Suite à une analyse des informations recueillies, les méthodes de détection décrites comme étant les plus

efficaces ont été choisies. Une fois intégrées au système à énergies renouvelables de l'IRH, ces méthodes assureront la protection de celui-ci contre l'îlotage.

Dans le but de donner de meilleures assises à la présente recherche, une modélisation de l'interconnexion d'un onduleur au réseau électrique a été élaborée à l'aide du logiciel *Matlab/Simulink*. Ce travail présente donc une analyse, réalisée par simulation, du comportement de la tension et du courant au point d'interconnexion lorsqu'une situation d'îlotage survient. Les formes d'ondes du courant et de la tension à la sortie de l'onduleur sont également présentées. Il est donc possible de visualiser l'effet des méthodes de détection d'îlotage choisies sur celles-ci. La modélisation offre une autre possibilité, celle de cerner les cas critiques où la détection des situations d'îlotage est plus difficile. Les diverses simulations effectuées permettent de donner, pour différents cas, une approximation des temps de déconnexion qui seront obtenus en pratique par les méthodes de détection d'îlotage choisies.

Du côté de la réalisation expérimentale du projet, un onduleur a dû être conçu. En effet, l'onduleur commercial que possédait l'IRH n'était pas assez flexible et il ne permettait pas de satisfaire les exigences requises à la réalisation des tests expérimentaux. L'onduleur est muni, en plus des protections classiques, d'un système de protection contre l'îlotage et il offre deux modes de fonctionnement, soit un mode autonome et un mode interconnecté au réseau électrique. Le travail

présente toutes les étapes de conception qui ont été nécessaires pour mettre au point cet onduleur. De plus, tous les schémas électriques des circuits conçus sont présentés et leur fonctionnement y est expliqué. La validation expérimentale du bon fonctionnement de l'onduleur a été réalisée et des formes d'ondes le confirment.

Une carte de contrôle, qui régit le comportement de l'onduleur en entier, a également été conçue dans le cadre de ce projet. Le rôle de cette carte est de contrôler le circuit de puissance de l'onduleur, le convertisseur CC/CC, le système de protection contre l'îlotage, le système de connexion et déconnexion au réseau électrique, la communication avec l'utilisateur du système ainsi que d'analyser les mesures réalisées. Il a été vérifié expérimentalement que le fonctionnement de la carte de commande est adéquat. Une analyse est présentée en ce sens.

Un banc de test a été aménagé au centre d'essais de l'IRH pour valider expérimentalement le comportement général de l'onduleur. Les protections contre l'îlotage ont été testées selon la procédure de tests définie par le standard canadien C22.2 No. 107.1-01. Il est démontré dans ce travail que l'onduleur se déconnecte sans problème dans les délais prédéfinis par les algorithmes de contrôle assurant le respect des normes. Il est également établi que l'onduleur réagit très bien dans les cas plus critiques en affichant des temps de déconnexion largement inférieurs à ceux prescrits par les normes canadiennes. Il

est donc possible d'affirmer que le système de protection contre l'îlotage implanté dans l'onduleur du système à énergies renouvelables de l'IRH est efficace même dans les cas identifiés comme pouvant être plus critiques.



# Table des matières

<b>Remerciements .....</b>	<b>I</b>
<b>Sommaire.....</b>	<b>III</b>
<b>Table des matières .....</b>	<b>VII</b>
<b>Liste des tableaux .....</b>	<b>XI</b>
<b>Liste des figures.....</b>	<b>XII</b>
<b>Liste des abréviations et des symboles .....</b>	<b>XV</b>
<b>Chapitre 1 : Introduction.....</b>	<b>1</b>
1.1    Problématique.....	1
1.1.1    Contexte énergétique.....	1
1.1.2    Production distribuée .....	3
1.1.3    Système à énergies renouvelables de l'Institut de recherche sur l'hydrogène.	4
1.2    Objectifs de recherche .....	7
1.3    Structure du mémoire .....	8
<b>Chapitre 2 : Normes et méthodes de détection d'îlotage .....</b>	<b>11</b>
2.1    Normes du domaine.....	11
2.2    Types de méthodes de détection d'îlotage.....	15
2.3    Description des méthodes de détection d'îlotage .....	17
2.3.1    Méthodes passives intégrées à l'onduleur.....	18
2.3.1.1    Under/Over Voltage and Under/Over Frequency .....	18
2.3.1.2    Voltage Phase Jump Detection .....	18
2.3.1.3    Detection of Voltage Harmonics .....	19
2.3.2    Méthodes actives intégrées à l'onduleur.....	20
2.3.2.1    Impedance Measurement.....	20
2.3.2.2    Detection of Impedance at Specific Frequency.....	22
2.3.2.3    Slip Mode Frequency Shift (SMS) .....	22
2.3.2.4    Frequency Bias.....	24

2.3.2.5	Sandia Frequency Shift (SFS).....	26
2.3.2.6	Sandia Voltage Shift (SVS) .....	29
2.3.2.7	Frequency Jump.....	30
2.3.2.8	Mains Monitoring Units with Allocated All-pole Switching Devices Connected in Series (MSD).....	31
2.3.3	<i>Méthodes situées au niveau du réseau</i> .....	32
2.3.3.1	Impedance Insertion .....	32
2.3.3.2	Use of Power Line Carrier Communications (PLCC) .....	34
2.3.3.3	Signal Produced by Disconnect .....	36
2.3.3.4	Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA).....	37
2.4	Tableau récapitulatif des avantages et des inconvénients des méthodes .....	38
2.5	Choix de la méthode de détection d'îlotage pour le système à énergies renouvelables.....	39
2.6	Conclusion.....	41
<b>Chapitre 3 : Modélisation de l'interconnexion d'un onduleur au réseau électrique</b>		
	<b>local</b> .....	<b>43</b>
3.1	État de la recherche.....	43
3.2	Modélisation des composantes du système.....	44
3.2.1	<i>Onduleur</i> .....	44
3.2.2	<i>Charge locale et interrupteur commandé</i> .....	46
3.2.3	<i>Impédance de ligne, sectionneur et réseau électrique</i> .....	47
3.3	Validation du modèle .....	48
3.3.1	<i>Validation du modèle de l'onduleur</i> .....	49
3.3.2	<i>Validation du modèle du réseau</i> .....	52
3.3.3	<i>Validation des formes d'onde présentes au point d'interconnexion</i> .....	53
3.4	Simulation du système complet sous diverses conditions normales de fonctionnement.....	56
3.5	Simulation du système complet dans certains cas critiques .....	60
3.6	Conclusion.....	67
<b>Chapitre 4 : Conception d'un onduleur</b> .....		<b>69</b>
4.1	Contexte expérimental .....	69

4.2	Cahier des charges de l'onduleur.....	71
4.3	Conception de l'onduleur .....	71
4.3.1	<i>Circuit de puissance du convertisseur CC/CA et interface de connexion au réseau .....</i>	72
4.3.2	<i>Circuit de commande du convertisseur CC/CA .....</i>	74
4.3.3	<i>Convertisseur CC/CC.....</i>	76
4.3.4	<i>Circuit de commande du convertisseur CC/CC .....</i>	78
4.3.5	<i>Bloc d'alimentation .....</i>	79
4.4	Validation du fonctionnement de l'onduleur.....	81
4.4.1	<i>Mode autonome .....</i>	81
4.4.2	<i>Mode interconnecté au réseau.....</i>	83
4.5	Conclusion.....	85

## **Chapitre 5 : Conception d'une carte de contrôle pour un onduleur muni d'un**

	<b>système de détection d'îlotage.....</b>	<b>88</b>
5.1	Cahier des charges.....	88
5.2	Implémentation de la carte de contrôle de l'onduleur .....	89
5.2.1	<i>Circuit de génération des plateaux et des troncatures .....</i>	89
5.2.2	<i>Circuit de mesure du courant et de la tension de sortie de l'onduleur.....</i>	92
5.2.3	<i>Circuit de synchronisation avec le réseau électrique local .....</i>	93
5.2.4	<i>Circuit de contrôle de l'amplitude de la tension de sortie de l'onduleur.....</i>	94
5.2.5	<i>Circuit de l'unité centrale de traitement.....</i>	95
5.3	Algorithmes intégrés à la carte de contrôle .....	97
5.3.1	<i>Initialisation du système .....</i>	97
5.3.2	<i>Commande de l'onduleur en mode autonome.....</i>	98
5.3.3	<i>Commande de l'onduleur en mode interconnecté au réseau .....</i>	99
5.3.4	<i>Protections contre l'îlotage.....</i>	100
5.4	Conclusion.....	102

## **Chapitre 6 : Résultats expérimentaux et discussion ..... 104**

6.1	Contexte expérimental .....	104
6.2	Procédure de tests.....	105
6.2.1	<i>Procédure de tests des protections contre l'îlotage .....</i>	<i>106</i>
6.2.2	<i>Procédure de tests des protections contre les variations de la tension du réseau électrique.....</i>	<i>107</i>
6.2.3	<i>Procédure de tests des protections contre les variations de la fréquence du réseau électrique.....</i>	<i>107</i>
6.3	Validation du fonctionnement de l'onduleur selon la procédure de tests .....	108
6.3.1	<i>Protections contre l'îlotage.....</i>	<i>108</i>
6.3.2	<i>Variations de la tension et de la fréquence du réseau.....</i>	<i>114</i>
6.4	Validation du fonctionnement de l'onduleur dans certains cas critiques .....	116
6.4.1	<i>Cas #1 : La fréquence de résonance de la charge est semblable à celle du réseau. ....</i>	<i>116</i>
6.4.2	<i>Cas #2 : Les puissances active et réactive générées par la source distribuée correspondent à celles consommées par la charge locale.....</i>	<i>117</i>
6.4.3	<i>Cas #3 : Le facteur de qualité de la charge est d'environ 2,5.....</i>	<i>119</i>
6.5	Conclusion .....	120

## **Chapitre 7 : Conclusions et recommandations..... 123**

7.1	Conclusions .....	123
7.2	Recommandations.....	128

## **Bibliographie ..... 129**

### **Annexe A : Articles scientifiques soumis pour publication**

### **Annexe B : Schémas bloc détaillés de la modélisation du système**

### **Annexe C : Organigramme du programme implanté dans la carte de contrôle**

### **Annexe D : Code du programme implanté dans la carte de contrôle**

# Liste des tableaux

Tableau 1 : Spécifications techniques des composants du système à énergies renouvelables de l'IRH .....	6
Tableau 2 : Normes adoptées par certains pays concernant les limites d'opération .....	13
Tableau 3 : Limites admissibles pour la distorsion harmonique .....	14
Tableau 4 : Délais maximums de fonctionnement d'un onduleur raccordé à un réseau de distribution selon le standard canadien CSA C22.2 No. 107.1-01 [10] .....	15
Tableau 5 : Avantages et inconvénients des méthodes de détection d'ilotage les plus populaires .....	39
Tableau 6 : Valeurs des paramètres utilisés lors des simulations pour l'impédance de ligne et l'amplitude des harmoniques présents sur le réseau .....	48
Tableau 7 : Paramètres du modèle fixés pour les simulations .....	57
Tableau 8 : Résultats obtenus lors de la simulation du système sous diverses conditions .....	59
Tableau 9 : Formes d'onde de courant avec plateaux ou troncatures offertes par le système.....	90
Tableau 10 : Caractéristiques principales du PIC18F242 .....	95
Tableau 11 : Utilisation faite de chacune des broches du PIC18F242.....	97
Tableau 12 : Délais maximums de fonctionnement alloués à l'onduleur par les algorithmes de contrôle .....	101
Tableau 13 : Valeurs des composants de la charge utilisées pour le test à 25% de la puissance nominale de l'onduleur .....	109
Tableau 14 : Valeurs des composants de la charge utilisées pour le test à 50% de la puissance nominale de l'onduleur .....	111
Tableau 15 : Valeurs des composants de la charge utilisées pour le test à 100% de la puissance nominale de l'onduleur .....	113
Tableau 16 : Valeurs des composants de la charge utilisées pour tester le premier cas critique .....	116
Tableau 17 : Valeurs des composants de la charge utilisées pour tester le deuxième cas critique ( $Q_L = Q_C = 350$ Vars).....	118
Tableau 18 : Valeurs des composants de la charge utilisées pour tester le troisième cas critique .....	119

# Liste des figures

Figure 1 : Schéma bloc représentant le système à énergies renouvelables de l'IRH .....	5
Figure 2 : Schéma de l'interconnexion du système à énergies renouvelables de l'IRH et du réseau électrique local .....	7
Figure 3 : Courbe de correspondance entre la phase et la fréquence pour un onduleur utilisant la méthode de détection d'ilotage SMS [9] .....	23
Figure 4 : Exemple de forme d'onde du courant de sortie de l'onduleur utilisé par la méthode de détection d'ilotage <i>Frequency Bias</i> [9] .....	25
Figure 5 : Formes d'onde avec des plateaux et des troncatures .....	28
Figure 6 : Exemple d'un système de protection contre l'ilotage utilisant la méthode MSD [9] .....	31
Figure 7 : Schéma du système de prévention d'ilotage pour la méthode <i>Impedance Insertion</i> ....	32
Figure 8 : Schéma du système de prévention d'ilotage pour la méthode <i>Use of PLCC</i> .....	34
Figure 9 : Modèle de l'interconnexion d'un onduleur au réseau électrique réalisé avec le logiciel <i>Matlab/Simulink</i> .....	44
Figure 10 : Modèle de l'onduleur réalisé à l'aide du logiciel <i>Matlab/Simulink</i> .....	45
Figure 11 : Tension et courant à la sortie de l'onduleur présentant des plateaux lorsqu'une charge nominale résistive est utilisée .....	49
Figure 12 : Tension et courant à la sortie de l'onduleur présentant des troncatures lorsqu'une charge nominale résistive est utilisée .....	50
Figure 13 : Tension et courant à la sortie de l'onduleur présentant des plateaux lorsqu'une charge RLC ( $P=1000\text{ W}$ , $Q_L=250\text{ Vars}$ , $Q_C=250\text{ Vars}$ ) est utilisée .....	50
Figure 14 : Fréquence de la tension à la sortie de l'onduleur lorsqu'une charge RLC ( $P=1000\text{ W}$ , $Q_L=1000\text{ Vars}$ , $Q_C=500\text{ Vars}$ ) est utilisée .....	52
Figure 15 : Tension du réseau avec harmoniques et sans harmonique .....	53
Figure 16 : Tension et courant à la sortie de l'onduleur et au point d'interconnexion lorsqu'une charge locale résistive nominale ( $P = 1000\text{ W}$ ) est utilisée .....	54
Figure 17 : Tension et courant à la sortie de l'onduleur et au point d'interconnexion lorsqu'une charge résistive de $2000\text{ W}$ est utilisée .....	55
Figure 18 : Tension et courant à la sortie de l'onduleur et au point d'interconnexion lorsqu'une charge RLC ( $P=1000\text{ W}$ , $Q_L=1000\text{ Vars}$ , $Q_C= 500\text{ Vars}$ ) est utilisée .....	56
Figure 19 : Fréquence et amplitude de la tension au point d'interconnexion lorsqu'une charge RLC ( $P = 1000\text{ W}$ , $Q_L = 800\text{ Vars}$ et $Q_C = 300\text{ Vars}$ ) est utilisée .....	58

Figure 20 : Fréquence et amplitude de la tension au point d'interconnexion lorsqu'une charge RLC ( $P = 800 \text{ W}$ , $Q_L = 400 \text{ Vars}$ et $Q_C = 100 \text{ Vars}$ ) est utilisée .....	59
Figure 21 : Tension et fréquence au point d'interconnexion lorsque la fréquence de résonance de la charge locale est près de 60 Hz ( $Q = 0,5$ ) .....	64
Figure 22 : Tension et fréquence au point d'interconnexion lorsque $P_{ch} = P_s$ .....	65
Figure 23 : Tension et fréquence au point d'interconnexion lorsque la fréquence de résonance de la charge locale est près de 60 Hz ( $Q = 2,5$ ) .....	66
Figure 24 : Forme d'onde de la tension et du courant minimal à la sortie du système interconnecté au réseau alors que l'onduleur a été réglé à une puissance nulle.....	70
Figure 25 : Schéma des différentes parties de l'onduleur .....	72
Figure 26 : Schéma électrique du circuit de puissance du convertisseur CC/CA .....	74
Figure 27 : Schéma électrique du circuit de commande du convertisseur CC/CA.....	75
Figure 28 : Schéma électrique du convertisseur CC/CC (45-60 V à 170 V et 1 KW) .....	76
Figure 29 : Schéma électrique du circuit de commande du convertisseur CC/CC .....	79
Figure 30 : Schéma électrique du circuit du bloc d'alimentation.....	80
Figure 31 : Tension de sortie de l'onduleur en mode autonome .....	82
Figure 32 : Tension du réseau et tension à la sortie de l'onduleur en mode interconnecté .....	84
Figure 33 : Tension à la sortie de l'onduleur présentant des plateaux .....	84
Figure 34 : Tension à la sortie de l'onduleur présentant des troncatures.....	85
Figure 35 : Schéma électrique du circuit de génération des plateaux et des troncatures.....	91
Figure 36 : Schéma électrique du circuit de mesure du courant et de la tension de sortie de l'onduleur.....	92
Figure 37 : Schéma électrique du circuit de contrôle de la phase du courant de sortie de l'onduleur.....	94
Figure 38 : Schéma électrique du circuit de contrôle de l'amplitude de la tension de sortie de l'onduleur.....	95
Figure 39 : Schéma électrique du circuit de l'unité centrale de traitement (PIC18F242) .....	96
Figure 40 : Configuration du banc de test.....	105
Figure 41 : Formes d'onde de sortie de l'onduleur lorsqu'une charge RLC ( $P = 125 \text{ W}$ , $Q_L = 312,5 \text{ Vars}$ et $Q_C = 187,5 \text{ Vars}$ ) est utilisée .....	110
Figure 42 : Formes d'onde de sortie de l'onduleur lorsqu'une charge RLC ( $P = 250 \text{ W}$ , $Q_L = 625 \text{ Vars}$ et $Q_C = 375 \text{ Vars}$ ) est utilisée.....	112

Figure 43 : Formes d'onde de sortie de l'onduleur lorsqu'une charge RLC ( $P = 500 \text{ W}$ , $Q_L = 1250 \text{ Vars}$ et $Q_C = 750 \text{ Vars}$ ) est utilisée .....	114
Figure 44 : Formes d'onde de sortie de l'onduleur lorsque la fréquence de résonance de la charge est semblable à celle du réseau .....	117
Figure 45 : Formes d'onde de sortie de l'onduleur lorsque les puissances active et réactive générées par la source distribuée correspondent à celles consommées par la charge locale ( $Q_L = Q_C = 350 \text{ Vars}$ ) .....	119
Figure 46 : Formes d'onde de sortie de l'onduleur lorsque le facteur de qualité de la charge locale est d'environ 2,5.....	120



## Liste des abréviations et des symboles

$\delta$  : Angle d'avance de la tension de l'onduleur ( $V_{\text{Onduleur}}$ ) sur la tension du réseau ( $V_{\text{Réseau}}$ )

$\Delta P$  : Apport du réseau en puissance active ( $\Delta P = P_{\text{ch}} - P_{\text{s}}$ ) [W]

$\Delta Q$  : Apport du réseau en puissance réactive ( $\Delta Q = Q_{\text{ch}} - Q_{\text{s}}$ ) [Vars]

C : Capacité [F]

CA : Courant alternatif

CC : Courant continu

$dv/di$  : Variation de la tension par rapport au courant [V/A]

EPROM : Mémoire morte reprogrammable

$f_m$  : Fréquence à laquelle ont été mesurées  $KQ_L$  et  $KQ_C$  [Hz]

$F_{\text{Onduleur}}$  : Fréquence de la portion sinusoïdale du courant de sortie de l'onduleur [Hz]

$F_{\text{PCC}}$  : Fréquence de la tension au point d'interconnexion [Hz]

$f_{\text{res}}$  : Fréquence de résonance [Hz]

$F_{\text{Réseau}}$  : Fréquence de la tension du réseau [Hz]

$H_2$  : Hydrogène

IEEE : Institute of Electrical and Electronics Engineers

$I_{\text{onduleur}}$  : Amplitude du courant de sortie de l'onduleur [A]

IRH : Institut de recherche sur l'hydrogène

$K_f$  : Gain de la méthode de détection d'ilotage *Sandia Frequency Shift* [%/Hz]

$KQ_C$  : Puissance absorbée par le condensateur [Kvars]

$KQ_L$  : Puissance absorbée par la bobine [Kvars]

$K_v$  : Gain de la méthode de détection d'ilotage *Sandia Voltage Shift* [A/V]

L : Inductance [H]

MLI : Modulation à largeur d'impulsion

$O_2$  : Oxygène

P : Puissance active [W]

PAC : Pile à combustible

PCC : Point d'interconnexion (point de couplage commun)

$P_{\text{ch}}$  : Puissance active consommée par la charge locale [W]

PLCC : Courants porteurs en ligne (Power Line Carrier Communications)

$P_s$  : Puissance active générée par la source de production distribuée [W]

Q : Facteur de qualité

$Q_C$  : Puissance réactive capacitive [Vars]

$Q_{\text{ch}}$  : Puissance réactive consommée par la charge locale [Vars]

$Q_L$  : Puissance réactive inductive [Vars]

$Q_s$  : Puissance réactive générée par la source de production distribuée [Vars]  
 $Q_{Vars}$  : Puissance réactive [Vars]  
 $R$  : Résistance [ $\Omega$ ]  
 $R_{ch}$  : Résistance de la charge locale [ $\Omega$ ]  
 $S$  : Puissance apparente [VA]  
SCADA : Méthode de détection d'ilotage *Supervisory Control and Data Acquisition*  
SFS : Méthode de détection d'ilotage *Sandia Frequency Shift*  
SMS : Méthode de détection d'ilotage *Slip Mode Frequency Shift*  
SVS : Méthode de détection d'ilotage *Sandia Voltage Shift*  
TDH : Taux de distorsion harmonique  
 $T_{Réseau}$  : Période de la tension du réseau [s]  
 $V_3$  : Amplitude de la tension du troisième harmonique [V]  
 $V_{crête}$  : Tension crête [V]  
 $V_{eff}$  : Tension efficace [V]  
 $V_{nom}$  : Tension nominale [V]  
 $V_{onduleur}$  : Tension efficace de sortie de l'onduleur [V]  
 $V_{PCC}$  : Tension au point d'interconnexion (PCC) [V]  
 $V_{Réseau}$  : Tension efficace du réseau [V]  
 $W$  : Largeur du plateau ou de la troncature [%]  
 $W_0$  : Largeur initiale du plateau ou de la troncature [%]  
 $W_t$  : Durée du plateau ou de la troncature [s]  
 $X$  : Réactance reliant l'onduleur et le réseau [ $\Omega$ ]  
 $X_C$  : Réactance capacitive de la charge locale [ $\Omega$ ]  
 $X_L$  : Réactance inductive de la charge locale [ $\Omega$ ]  
ZND : Zone de non-détection (cas où un système est incapable de détecter les situations d'ilotage)

# **Chapitre 1 : Introduction**

Ce chapitre dresse un portrait du contexte énergétique actuel caractérisé par la pénétration grandissante des sources de production distribuée de l'électricité. Ce contexte nouveau soulève des problématiques dont certaines à l'égard des situations d'îlotage qui peuvent survenir. L'Institut de recherche sur l'hydrogène poursuit des recherches dans le but de proposer des solutions permettant d'éviter ces situations hasardeuses. Ce chapitre fait donc état de la problématique de recherche ainsi que des objectifs poursuivis. Finalement, il expose la structure du présent mémoire.

## ***1.1 Problématique***

### **1.1.1 Contexte énergétique**

Le contexte énergétique actuel, auquel font face les pays industrialisés, est sans précédent. En effet, le secteur de l'énergie subit des bouleversements au niveau technologique, environnemental et économique. À long terme, le contexte énergétique semble s'orienter vers une toute nouvelle configuration basée sur diverses tendances qui sont bien palpables actuellement soient la miniaturisation, la décentralisation et l'écologisation de la production de l'électricité [1].

Du point de vue technologique, les techniques de production de l'énergie ont grandement évoluées. En effet, la construction de grandes centrales isolées a,

au cours des années, cédé sa place à la mise sur pied de petites unités de production situées à proximité des consommateurs.

Une évolution marquée a également eu lieu au niveau de la conscientisation environnementale. Les ressources naturelles étaient initialement considérées comme étant abondantes et inépuisables. De nos jours, la société est davantage sensibilisée aux limites de production, au gaspillage des ressources et elle travaille à mettre en place des normes environnementales qui visent particulièrement l'écologisation et la décarbonisation de l'économie [1].

L'économie elle-même a subi des changements. Les pays industrialisés sont graduellement passés d'une économie basée sur l'exploitation brute des ressources naturelles à une économie de l'information. Par ailleurs, les marchés, auparavant constitués de systèmes monopolistiques verticalement intégrés et réglementés, s'orientent maintenant vers l'éclatement vertical, la concurrence dans la production et une réglementation économique ciblée [1].

Les diverses tendances senties actuellement peuvent permettre de dresser le portrait énergétique du futur. En effet, la miniaturisation continue des unités de production d'électricité s'accompagnera vraisemblablement d'une décentralisation de la production ainsi que d'une diversification technologique et énergétique. Cette diversification des technologies deviendra sans contredit une piste de solution pouvant résoudre certains problèmes environnementaux reliés à

la production de l'énergie. Cette migration des systèmes de production à grande échelle vers des systèmes à petite échelle trouve sans doute racine dans l'ouverture des marchés à la concurrence, les pressions environnementales grandissantes et les transformations économiques en cours.

### **1.1.2 Production distribuée**

Dans le contexte énergétique actuel, caractérisé par une demande en énergie toujours grandissante, les sources d'énergie distribuée sont devenues une solution sur laquelle plusieurs fondent beaucoup d'espoir [2]. Les pays affichant un manque en énergie voient dans les sources de production distribuée la possibilité de fournir un complément en énergie à leurs réseaux électriques existants. En effet, ces sources permettent de produire l'électricité nécessaire à une charge à proximité de celle-ci.

Avec la prise de conscience de la société face à l'importance d'économiser l'énergie et de protéger l'environnement, l'intérêt pour les sources de production distribuées produisant de l'énergie propre, tel que les panneaux solaires et les éoliennes, augmente année après année [3]. De plus, d'autres types de sources de production distribuée, tels que les microturbines et les piles à combustibles, ont été développés, ce qui suggère que les opportunités de raccorder des sources au réseau électrique ne feront qu'augmenter dans le futur.

Cependant, l'interconnexion de sources de production distribuée en parallèle avec un réseau électrique comporte certaines difficultés. Un des principaux problèmes provient du fait que l'opérateur du réseau électrique n'a aucun contrôle sur les sources de production distribuée. Ceci peut donc provoquer une situation d'îlotage. L'îlotage se produit lorsqu'une ou plusieurs sources d'énergie continuent à alimenter une section du réseau électrique au moment où celle-ci est déconnectée du réseau principal [4]. Cette situation peut affecter la sécurité du personnel qui veille à l'entretien des lignes électriques et endommager les équipements du réseau lui-même ou encore ceux des consommateurs [5-7]. L'îlotage peut donc survenir, entre autres, lors d'une panne électrique ou lorsque la ligne est désactivée volontairement. Afin d'éviter ce problème, une interface placée entre les sources d'énergie distribuée et le réseau doit donc être en mesure de détecter les situations d'îlotage et, le cas échéant, déconnecter les sources du réseau dans un délai inférieur à celui prescrit par les normes canadiennes en vigueur.

### **1.1.3 Système à énergies renouvelables de l'Institut de recherche sur l'hydrogène**

L'Institut de recherche sur l'hydrogène (IRH) possède un système à énergies renouvelables avec stockage d'énergie sous forme d'hydrogène [8]. Ce système comporte deux sources d'énergie renouvelable, soit une éolienne et des panneaux solaires. L'énergie produite à partir de ces sources peut être stockée à court terme ou à long terme. Le stockage à court terme s'effectue à l'aide de batteries reliées entre elles et formant un bus CC à 48 V auquel sont raccordées

les charges locales. Ainsi, l'énergie demeure disponible pour combler des besoins ponctuels. L'énergie produite en surplus par les sources est plutôt transformée en hydrogène à l'aide d'un électrolyseur. L'hydrogène produit est ensuite emmagasiné à long terme dans un réservoir. Lorsque des besoins en énergie plus importants se font sentir, une pile à combustible est alors utilisée pour reconvertir l'hydrogène stocké dans le réservoir en électricité. Cette énergie est ensuite envoyée sur le bus CC et peut alors alimenter les charges. Les transferts d'énergie du bus vers électrolyseur et de la pile à combustible vers le bus sont contrôlés via des hacheurs de manière à optimiser l'efficacité du système.

La figure 1 schématise le fonctionnement du système à énergies renouvelables de l'IRH et le tableau 1 définit les spécifications techniques de ses composants.

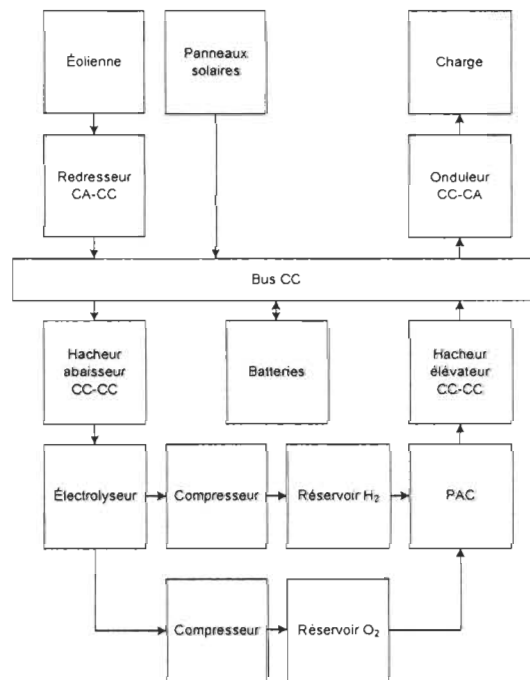


Figure 1 : Schéma bloc représentant le système à énergies renouvelables de l'IRH

**Tableau 1 : Spécifications techniques des composants du système à énergies renouvelables de l'IRH**

Composants	Marque/modèle	Puissance (kW)	Tension (V)
Panneaux solaires	Golden Genesis GP	1	48
Éolienne et régulateur	Bergey BWC	10	48
Dévolteur	Conception	5	48/26
Électrolyseur	Stuart Energy Systems	5	26-48
Survolteur	Conception	5	24/48
Pile à combustible	Ballard Nexa	1,2	26-43
Pile à combustible	HPower IPAC 500	0,5	42-65
Onduleur	Trace Engineering / SW-5548	5	110 CA
Charge programmable CC	TDI – Dynaload / WCL 100-1000-12000	12	0-100
Charge programmable CA	California Instruments	3	115 CA
<b>Caractéristiques</b>			
Batteries	8 unités de 6 V en série (220 Ah)		
Réservoir H <sub>2</sub>	10 bar, 3,8 m <sup>3</sup> (125 kWh)		

Le bus CC du système à énergies renouvelables est également relié à un onduleur qui permet de transformer la tension continue en une tension alternative de 120 V à 60 Hz. Il est donc possible d'alimenter une résidence à partir du système à énergies renouvelables.

À ses débuts, le système de l'IRH a été développé dans l'optique d'un système autonome pouvant alimenter des charges situées sur des sites isolés. Depuis quelque temps, de nouvelles tangentes de recherche sont explorées à l'institut suggérant ainsi quelques ajouts au système existant. En effet, il serait intéressant de relier l'onduleur du système à énergies renouvelables en parallèle avec le réseau électrique local afin de lui fournir un complément en énergie.



Cette modification du système pourrait le rendre plus versatile et ainsi répondre à un plus grand nombre d'applications. Cependant, une telle configuration (figure 2) pourrait engendrer des problèmes d'îlotage. Il serait alors primordial de doter le système à énergies renouvelables d'un système de protection contre l'îlotage avant d'effectuer sa connexion au réseau électrique. Ainsi, en situation d'îlotage, il serait possible de déconnecter les sources du système (éolienne, panneaux solaires, pile à combustible) et de les reconnecter lorsque les conditions d'opération seraient rétablies. C'est donc dans cet esprit que la présente recherche a été menée.

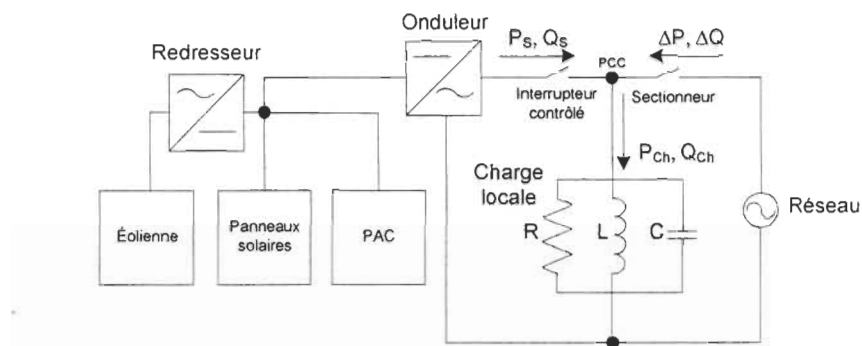


Figure 2 : Schéma de l'interconnexion du système à énergies renouvelables de l'IRH et du réseau électrique local

## 1.2 Objectifs de recherche

Le présent travail de recherche a pour objectif principal la conception d'un système de détection d'îlotage efficace et adapté au système à énergies renouvelables de l'IRH. Afin d'atteindre ce but, des objectifs secondaires ont été définis :

- Appropriation du domaine de recherche et évaluation des méthodes de détection d'îlotage existantes;

- Modélisation de l'interconnexion du réseau électrique et du système à énergies renouvelables muni de protections contre l'îlotage;
- Conception d'une interface de connexion et de déconnexion des sources d'énergie distribuée reliées au réseau électrique local;
- Conception d'une carte de commande pour un onduleur muni de protections contre l'îlotage;
- Implantation du système de détection d'îlotage au système à énergies renouvelables et validation de son comportement.

### **1.3 Structure du mémoire**

Le contexte de la recherche, la problématique reliée à celle-ci et les objectifs poursuivis à cet égard ont été présentés dans les sous-sections précédentes de ce chapitre.

Le chapitre 2 traite des différentes méthodes de détection d'îlotage. Le fonctionnement de chacune de celles-ci y est expliqué en détail. De plus, les avantages et les inconvénients de chacune des méthodes sont mis en lumière. Les systèmes interconnectés au réseau électrique local étant régis par plusieurs normes, celles se référant directement aux méthodes de détection d'îlotage seront citées dans ce chapitre. Finalement, les raisons qui ont guidé le choix de des méthodes qui protégeront le système à énergies renouvelables de l'IRH seront exposées.

Le chapitre 3 présente la modélisation de l'interconnexion du système à énergies renouvelables et du réseau électrique. Cette modélisation a été réalisée à l'aide du logiciel *Matlab/Simulink*. Le modèle de chacun des composants du système ainsi que les paramètres de simulation choisis sont présentés dans ce chapitre. Des courbes montrant la validité du modèle sont également fournies. Finalement, les résultats de simulation sont présentés pour des cas normaux d'opération ainsi que pour certains cas plus critiques identifiés dans les articles scientifiques.

Le chapitre 4 présente les conclusions découlant d'une analyse préliminaire du comportement d'un onduleur commercial appartenant à l'IRH. Par la suite, les raisons pour lesquelles la conception d'un onduleur a été mise de l'avant à l'IRH sont exposées. Le cahier des charges du nouvel onduleur de même que les différentes étapes de sa conception sont également présentés dans ce chapitre. Le fonctionnement de chacune des parties de l'onduleur y est aussi expliqué en détail. Finalement, des courbes montrant le comportement de l'onduleur en mode autonome et en mode interconnecté sont présentées.

Le chapitre 5 traite de la conception de la carte de contrôle de l'onduleur. Le cahier des charges de cette carte est présenté et les algorithmes de contrôle utilisés sont schématisés. Finalement, les stratégies employées pour l'implémentation de la carte et le fonctionnement des différents circuits nécessaires sont expliqués.

Le chapitre 6 aborde le contexte expérimental dans lequel ont été effectués les tests de validation. Il présente également les résultats obtenus pour différentes situations d'ilotage. Ces derniers mettent en lumière l'efficacité des méthodes de détection d'ilotage choisies.

Finalement, le chapitre 7 regroupe les conclusions tirées de la présente recherche. Quelques recommandations sont également laissées dans le but de faciliter et de bonifier la suite du projet.

## **Chapitre 2 : Normes et méthodes de détection d'îlotage**

Actuellement, il est possible de répertorier plus d'une quinzaine de méthodes de détection d'îlotage existantes [9, 10]. Bien que certaines tendances puissent se faire sentir dans le domaine, aucune méthode de détection d'îlotage ne s'impose encore. Il est à noter que, lorsque l'une ou l'autre de ces méthodes de détection est implantée dans un système, il est important que celle-ci respecte les normes en vigueur dans le pays.

### ***2.1 Normes du domaine***

Dans un premier temps, il est intéressant de différencier trois termes reliés au concept de normes soit les standards, les pratiques recommandées et les guides. Les standards sont des exigences qui doivent être absolument remplies. Les pratiques recommandées, tel que leur nom l'indique, représentent des pratiques qui sont conseillées par des organismes et qui devraient être suivies. Quant aux guides, ce sont simplement des suggestions qui peuvent être adoptées ou non. L'interconnexion de sources de production distribuée avec un réseau électrique fait l'objet d'un grand nombre de standards, de pratiques recommandées et de guides. Cette section rassemble des informations tirées de ces normes qui s'appliquent directement à la présente recherche.

Actuellement, il n'existe pas de norme internationale qui régit de façon spécifique la détection et la prévention d'îlotage. En général, chaque pays possède ses propres normes. Les normes qui concernent l'îlotage sont souvent énoncées

dans des sous-sections des normes traitant du raccordement au réseau électrique. Le standard UL1741, intitulé «Inverters, Converters and Controllers for Use in Independant Power Systems» et développé aux États-Unis par les *Underwriters Laboratories Inc.*, a été l'un des premiers standards à voir le jour [11]. L'*Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) s'est fortement inspiré de ce standard pour développer le sien, soit le standard P1547 intitulé «Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems» [12]. Plusieurs pays adoptent ce standard comme norme nationale. Le Canada s'inspire des standards de l'IEEE mais développe ses propres normes, soit les standards CSA. Les normes actuellement en vigueur au Canada sont le CSA Standard C22.1-02 «Safety Standard for Electrical Installations» et le CSA Standard C22.2 No. 107.1-01 «General Use Power Supplies» [13]. Ce dernier standard est très contesté puisqu'il est très vaste et semble quelque peu dépassé. Des pressions sont faites pour qu'il soit actualisé. Deux autres normes CSA qui concernent le raccordement des équipements de production au réseau électrique sont présentement en élaboration. La première s'intitulera «Interconnection Standard for Inverter Based Distributed Generation» (CSA C22.2 No. 257) et traitera du raccordement à basse tension (660 V et moins) des onduleurs. La seconde, qui s'intitulera «Interconnection of Distributed Resources with Electricity Supply Systems», en est qu'à ses débuts. Elle traitera du raccordement des autres technologies à basse tension ainsi que du raccordement des technologies de production à moyenne tension. Elle couvrira

donc tout le raccordement aux réseaux de distribution excluant les onduleurs à basse tension.

Les normes en général abordent plusieurs aspects du domaine de l'îlotage. En effet, elles traitent, entre autres, des limites d'opération en fréquence et en tension, du niveau de distorsion harmonique et des perturbations tolérés, de la connexion d'onduleurs sur le réseau, de la synchronisation des onduleurs avec le réseau ainsi que des procédures de tests pour les méthodes de détection d'îlotage.

Le tableau 2 résume les normes adoptées au niveau des limites d'opération en fréquence et en tension par certains pays faisant partie de l'*International Energy Agency* [14].

**Tableau 2 : Normes adoptées par certains pays concernant les limites d'opération**

Pays	Tension			Fréquence		
	Min ( $V_{eff}$ )	Max ( $V_{eff}$ )	Temps maximum hors des limites	Min (Hz)	Max (Hz)	Temps maximum hors des limites
Canada	>164	<60	33 ms – 0,1 s	60,5	59,5	0,1 s
	132<V<164	60<V<106	2 s			
États-Unis	>164	<60	33 ms – 0,1 s	60,5	59,3	0,1 s
	132<V<164	60<V<105,6	2 s			
Allemagne	253	195	0,2 s	50,2	49,8	0,2 s
Japon	120	80	0,5 s – 2 s	51,5	48,5	0,5 s – 2 s
Royaume-Uni	253	207	Déconnexion instantanée	50,5	47	Déconnexion instantanée

Tel que mentionné plus haut, la distorsion harmonique est également réglementée. En effet, selon le standard canadien C22.2 No. 107.1-01, il existe

une amplitude maximale, qui correspond à un certain pourcentage de l'amplitude du fondamental, que les harmoniques ne doivent pas dépasser. En fait, le taux de distorsion totale d'harmoniques du courant de sortie doit être inférieur à 5% du fondamental lorsque l'onduleur fournit 100% de sa puissance nominale. Les harmoniques individuelles ne doivent pas dépasser les valeurs spécifiées au tableau 3 [13].

**Tableau 3 : Limites admissibles pour la distorsion harmonique**

Rang de l'harmonique	Distorsion maximale	
	Harmoniques pairs	Harmoniques impairs
2 <sup>e</sup> à 9 <sup>e</sup>	1,0 %	4,0 %
10 <sup>e</sup> à 15 <sup>e</sup>	0,5 %	2,0 %
16 <sup>e</sup> à 21 <sup>e</sup>	0,4 %	1,5 %
22 <sup>e</sup> à 33 <sup>e</sup>	0,2 %	0,6 %
33 <sup>e</sup> et plus	0,1 %	0,3 %

Lorsque les conditions de fonctionnement sont anormales, le standard canadien CSA C22.2 No. 107.1-01 prévoit également des délais maximums accordés à un onduleur raccordé à un réseau de distribution pour se déconnecter. Ces conditions anormales peuvent provenir du réseau électrique (variations de tension et/ou de fréquence) ou encore de la source de production distribuée (méthodes de protection contre l'îlotage, génération d'harmoniques ou injection d'un courant continu au point d'interconnexion). Le tableau 4 indique les délais de fonctionnement permis pour diverses situations.



**Tableau 4 : Délais maximums de fonctionnement d'un onduleur raccordé à un réseau de distribution selon le standard canadien CSA C22.2 No. 107.1-01 [10]**

Fréquence au point d'interconnexion (Hz)	Délais maximum (cycles)
$> 60,5$	$\leq 6$
$< 59,5$	$\leq 6$
Tension au point d'interconnexion (V)	Délais maximum (cycles)
$\geq (1,37 \cdot V_n)$	$\leq 2$
$> (1,1 \cdot V_n)$	$\leq 120$
$< (0,88 \cdot V_n)$	$\leq 120$
$< (0,5 \cdot V_n)$	$\leq 6$

## 2.2 Types de méthodes de détection d'îlotage

Les méthodes de détection d'îlotage peuvent être regroupées en trois grandes catégories soit les méthodes passives intégrées à l'onduleur, les méthodes actives intégrées à l'onduleur et les méthodes situées au niveau du réseau.

Les méthodes passives impliquent une surveillance constante de certaines grandeurs au point d'interconnexion entre le consommateur et le réseau. Lorsque ces grandeurs dépassent les limites prescrites par la méthode choisie, une commande est envoyée à l'onduleur afin qu'il cesse de fournir de la puissance au réseau. Ces méthodes surveillent généralement les variations de l'amplitude, de la fréquence ou de la phase de la tension au point d'interconnexion [15]. Certaines méthodes surveillent également les variations de l'amplitude des harmoniques de la tension. Ainsi, toutes ces méthodes constituent des bonnes protections de base pour les équipements des consommateurs et permettent également une certaine détection d'îlotage.

Lorsque le réseau se déconnecte, la tension varie généralement de façon considérable au point d'interconnexion de façon à sortir des limites prédéfinies. Cependant, un des principaux inconvénients des méthodes passives est qu'elles possèdent une zone de non-détection (ZND) assez large. Cette zone est une représentation graphique qui renferme tous les cas testés où le système est incapable de détecter les situations d'îlotage. Ces méthodes ne protègent donc pas adéquatement contre l'îlotage et possèdent souvent un temps de réaction trop long ne respectant pas les normes établies. Afin de résoudre ce problème, il est nécessaire de les jumeler à d'autres méthodes de détection d'îlotage.

Dans le but de réduire la taille de la zone de non-détection créée par les méthodes passives, des méthodes actives ont été développées. Ces méthodes impliquent un certain contrôle du courant de sortie de l'onduleur de manière à créer une variation de la tension au point d'interconnexion lors des situations d'îlotage. En effet, les méthodes actives utilisent généralement une rétroaction positive qui est normalement appliquée à la fréquence ou à l'amplitude de la tension au point d'interconnexion [15]. Cette rétroaction sert à créer une perturbation qui tentera de déstabiliser le système afin de détecter plus rapidement les situations d'îlotage. Si une variation de la fréquence ou de l'amplitude de la tension est perçue au point d'interconnexion, la méthode agira de façon à accentuer l'effet de cette variation en modifiant la fréquence ou l'amplitude du courant de sortie de l'onduleur dans le même sens que la variation. Lorsque le réseau est connecté, il prédomine. Ainsi, sa stabilité

empêche toute variation en fréquence ou en amplitude au point d'interconnexion. Lorsqu'il se déconnecte, la fréquence ou l'amplitude de la tension au point d'interconnexion ont habituellement tendance à augmenter ou à diminuer par rapport aux valeurs de référence du réseau. La méthode active de détection d'îlotage agira donc de façon à accroître cette variation jusqu'à ce que la tension au point d'interconnexion franchisse un des seuils de protection prédéfinis par une méthode passive de base.

Les méthodes de détection d'îlotage situées au niveau du réseau exigent l'installation de dispositifs du côté du réseau électrique local. Ces dispositifs peuvent être des bancs de condensateurs qui modifient l'impédance au point d'interconnexion lorsque le réseau est absent. Il peut aussi s'agir d'émetteurs et de récepteurs qui transmettent un signal de communication entre le réseau et le consommateur indiquant ainsi l'état du réseau à chaque instant. En général, ces méthodes nécessitent un investissement très important rendant la production distribuée de l'énergie souvent non rentable économiquement.

### ***2.3 Description des méthodes de détection d'îlotage***

Voici une brève description du fonctionnement de chacune des méthodes répertoriées ainsi que de leurs avantages et de leurs inconvénients [9].

### **2.3.1 Méthodes passives intégrées à l'onduleur**

#### **2.3.1.1 *Under/Over Voltage and Under/Over Frequency***

Les onduleurs présentement sur le marché possèdent déjà ce genre de protection. Cette dernière limite la plage permise en fréquence et en amplitude de la tension à la sortie de l'onduleur. En effet, l'onduleur cesse de fournir de la puissance au réseau dès que la fréquence ou l'amplitude de la tension au point d'interconnexion entre le consommateur et le réseau sort des limites prescrites. Habituellement, lorsque le réseau se déconnecte, la tension varie considérablement au point d'interconnexion de façon à sortir de ces limites. Cette méthode protège donc les équipements des consommateurs et elle permet également la détection d'îlotage. De plus, elle est peu coûteuse et facile à implanter. Cependant, cette méthode produit une ZND relativement large. En effet, le temps de réaction de la méthode est variable et difficile à prévoir.

#### **2.3.1.2 *Voltage Phase Jump Detection***

Cette méthode consiste à surveiller la différence de phase entre la tension et le courant de l'onduleur [16]. Sous des conditions normales d'opération, le courant de sortie de l'onduleur sera synchronisé avec la tension du réseau. Cette tâche est normalement réalisée à l'aide d'une boucle à verrouillage de phase. Lorsque le réseau se déconnecte, une variation de phase entre le courant et la tension au point d'interconnexion peut être détectée. Si cette variation excède un certain seuil prédéfini, l'onduleur se déconnecte du réseau. Cette méthode est facile à implanter puisque le système de contrôle d'un onduleur possède généralement déjà une boucle à verrouillage de phase. De plus, cette méthode n'affecte pas la

qualité de l'onde de sortie de l'onduleur ainsi que la réponse transitoire du système. L'efficacité de cette méthode ne diminue pas lorsque plusieurs onduleurs sont connectés au même point. Cependant, il est difficile de bien choisir le seuil qui permettra une détection convenable des situations d'îlotage sans causer de déconnexion inutile des sources de production distribuée. Par exemple, certaines charges, telles que des moteurs, engendrent souvent des sauts de phase au moment où elles sont raccordées à un système. Si ces sauts sont assez importants, ils peuvent causer une déconnexion non désirée du système raccordé au réseau. De plus, la ZND est large.

### **2.3.1.3 Detection of Voltage Harmonics**

Cette méthode surveille le taux de distorsion harmonique (TDH) au point d'interconnexion [16]. Si celui-ci est supérieur à une valeur prédéterminée, l'onduleur se déconnecte. Lorsque le réseau, possédant une faible impédance, est présent, il force le taux de distorsion harmonique de la tension de la charge à une faible valeur ( $TDH \approx 0$ ). Ainsi, la charge possède un courant presque sans distorsion. Lorsque le réseau se déconnecte, deux phénomènes peuvent survenir. Premièrement, le courant produit par l'onduleur peut se diriger dans la charge plutôt que dans le réseau. Cette charge, possédant une impédance plus élevée que celle du réseau, produira des harmoniques de tension plus importantes que celles produites normalement par le réseau. Ces harmoniques peuvent donc être détectées et l'onduleur peut alors se déconnecter. Le deuxième mécanisme de déconnexion utilise la réponse d'un transformateur placé entre le réseau et le point d'interconnexion. Cette méthode de détection est

valable uniquement pour un onduleur qui agit comme une source de courant et lorsque l'interrupteur qui déconnecte le système du réseau est placé au primaire du transformateur (du côté du réseau). L'envoi de courant sur le réseau via un transformateur tend à produire une onde de tension déformée qui est causée par l'effet d'hystérésis du noyau du transformateur [17]. Il a été testé expérimentalement que, dans ces conditions, l'amplitude des harmoniques, en particulier du troisième harmonique, a tendance à augmenter lorsqu'une situation d'îlotage survient. Ainsi, le TDH peut être mesuré et lorsque celui-ci dépasse un certain seuil prédéfini, une commande peut être envoyée à l'onduleur afin qu'il se déconnecte.

Cette méthode demeure efficace lorsque plusieurs onduleurs sont connectés au même noeud. Cependant, il n'est pas toujours possible de sélectionner le bon seuil de déconnexion pour prévenir l'îlotage tout en évitant que le système ne devienne trop sensible. Il est possible de remédier à ce problème en utilisant des techniques de traitement numérique du signal et de reconnaissance de signature harmonique mais celles-ci sont souvent coûteuses pour de petits systèmes. C'est pour cette raison que cette méthode de détection d'îlotage est peu utilisée sur le marché.

## **2.3.2 Méthodes actives intégrées à l'onduleur**

### **2.3.2.1 Impedance Measurement**

Lorsque l'onduleur apparaît comme une source de courant pour le réseau, son courant peut être exprimé en fonction de trois paramètres : l'amplitude, la

fréquence et la phase. La présente méthode agit de façon à continuellement imposer au système une variation de l'un de ces trois paramètres, habituellement l'amplitude [16]. Lorsqu'il y a une perturbation de courant, une perturbation de tension est créée selon l'impédance du réseau. Si le réseau est déconnecté, la perturbation en tension au point d'interconnexion pourra être détectée par le système de protection interne de l'onduleur (voir la méthode *Under/Over Voltage*) car l'impédance de la charge n'est généralement pas égale à celle du réseau. Dans les faits, l'onduleur mesure le paramètre  $dv/di$  et c'est pour cette raison que la méthode s'appelle « Impedance Measurement ». Théoriquement, cette méthode produit une très petite ZND pour les cas où il y a un seul onduleur interconnecté au réseau et où l'impédance de la charge est plus élevée que celle du réseau. Cependant, l'efficacité de la méthode diminue considérablement dans les cas où plusieurs onduleurs sont connectés au même nœud. En effet, lorsque les onduleurs connectés au même point envoient des perturbations de courant de façon désynchronisée sur le réseau, la perturbation en tension au point d'interconnexion ainsi produite sera beaucoup plus faible donc difficile à détecter. De plus, les perturbations en courant envoyées par les différents onduleurs peuvent créer de l'interférence et causer des déconnexions non désirées. Par ailleurs, lorsque le réseau possède une grande impédance, le seuil de détection de l'impédance doit être augmenté ce qui a pour effet de faire augmenter la ZND. La méthode devient donc moins efficace.

### **2.3.2.2 Detection of Impedance at Specific Frequency**

Cette méthode est en fait un cas particulier de la méthode *Detection of Voltage Harmonics* vue précédemment. La grande différence entre les deux méthodes est que celle-ci est active plutôt que passive. La méthode injecte, à l'aide de l'onduleur, un harmonique de courant d'une fréquence précise au point d'interconnexion. Si l'impédance du réseau est plus petite que celle de la charge à la fréquence de l'harmonique alors cet harmonique se dirigera directement vers le réseau lorsque celui-ci est présent. Ainsi, aucune tension anormale ne peut être perçue dans le système. Cependant, lorsque le réseau se déconnecte, l'harmonique de courant se dirige vers la charge. La charge produira alors un harmonique de tension qui pourra être détecté et qui engendrera la déconnexion de l'onduleur du réseau. Cette méthode demeure efficace lorsque plusieurs onduleurs sont connectés. Cependant, elle possède les mêmes faiblesses que la méthode *Detection of Voltage Harmonics*. Il est possible d'améliorer le fonctionnement du système en utilisant une tension sous-harmonique. Cette façon de faire peut cependant modifier le fonctionnement de certains équipements et causer des problèmes avec les transformateurs. La ZND produite par cette méthode peut normalement être éliminée lorsqu'un sous-harmonique est injecté au système mais ce dernier est néfaste pour le réseau.

### **2.3.2.3 Slip Mode Frequency Shift (SMS)**

Cette méthode utilise une rétroaction positive qui sert à déstabiliser l'onduleur lorsque le réseau est absent. La rétroaction est appliquée à la phase de la tension au point d'interconnexion [16, 18-20]. Cette modification de la phase a



pour effet de faire varier la fréquence au point d'interconnexion. La fréquence du réseau n'est cependant pas affectée par ce changement de phase.

Normalement, l'onduleur opère avec un facteur de puissance unitaire. Ainsi, la différence de phase entre son courant de sortie et la tension au point d'interconnexion est pratiquement nulle. Cependant, la méthode *Slip Mode Frequency Shift* modifie cette différence de phase pour la faire correspondre à une fonction de la fréquence au point d'interconnexion comme le montre la figure 3.

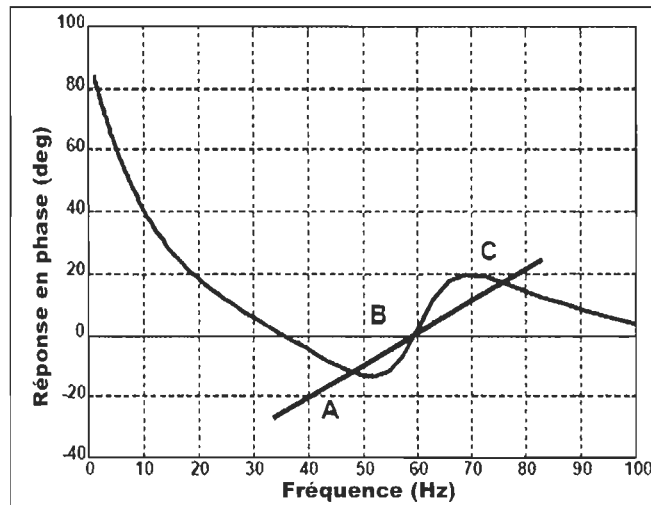


Figure 3 : Courbe de correspondance entre la phase et la fréquence pour un onduleur utilisant la méthode de détection d'îlotage SMS [9]

Lorsque le réseau est connecté, les réponses en phase de la charge et de l'onduleur se coupent à une fréquence de 60 Hz et à une phase de 0 degré (point B). Lorsque le réseau se déconnecte, si une perturbation en fréquence apparaît au point d'interconnexion, la courbe de réponse en phase de l'onduleur engendre une augmentation de l'erreur sur la phase. Cette erreur est produite

par la rétroaction positive qui crée une instabilité. Cette instabilité de l'onduleur à 60 Hz cause un renforcement de la perturbation et force le système à adopter un nouveau point d'opération (point A ou C) qui, si la conception a été faite adéquatement, sera situé à l'extérieur des limites permises par le système de protection interne de l'onduleur (voir la méthode *Under/Over Frequency*). Ce dernier peut alors être déconnecté.

Cette méthode est facile à implanter. Elle demeure efficace dans les cas où plusieurs onduleurs sont connectés. Cette méthode est un bon compromis entre l'efficacité, la qualité de l'onde de sortie de l'onduleur et l'impact de la réponse transitoire sur l'ensemble du système. Il a été démontré qu'une ZND existe mais que celle-ci est petite [21]. Cependant, cette méthode requiert une légère baisse de la qualité de l'onde de l'onduleur. De plus, un fort gain dans la rétroaction et un haut niveau de pénétration peuvent causer davantage de problèmes au niveau de la qualité de l'onde et de la réponse transitoire.

#### **2.3.2.4 Frequency Bias**

Cette méthode, également appelée *Active Frequency Drift*, travaille à altérer la forme d'onde sinusoïdale du courant fourni par l'onduleur au point d'interconnexion de façon à ce qu'elle possède une fréquence légèrement différente de celle du réseau [16-19, 22, 23]. En fait, la forme d'onde du courant possède un plateau (temps mort) à chaque demi-cycle lorsque celle-ci passe à zéro (figure 4).

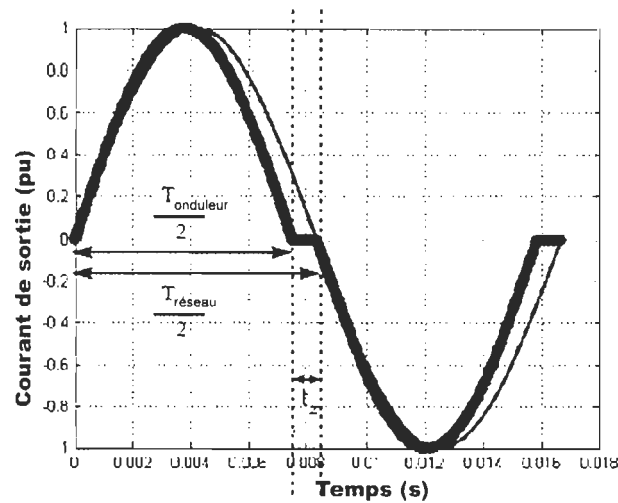


Figure 4 : Exemple de forme d'onde du courant de sortie de l'onduleur utilisé par la méthode de détection d'îlotage *Frequency Bias* [9]

Lorsque le réseau est présent, la fréquence du courant demeure stable. Lorsque le réseau se déconnecte, la fréquence de la tension au point d'interconnexion sera contrainte à augmenter ou à diminuer progressivement. En effet, la tension au point d'interconnexion tend à adopter la même forme d'onde que le courant. Cependant, l'onduleur, qui est en mesure de changer la fréquence du courant, maintient la forme d'onde du courant toujours à un intervalle de temps constant avant ou après la forme d'onde de la tension. Ainsi, la fréquence du courant augmentera ou diminuera progressivement. Ce processus continuera jusqu'à ce que la fréquence dépasse un des seuils prédéfinis par la protection interne de l'onduleur (voir méthode *Under/Over Voltage*). Dans ce cas, l'onduleur se déconnectera. Cette méthode est facile à implanter dans un microcontrôleur. Cette méthode requiert une légère dégradation de la qualité de l'onde de sortie de l'onduleur. Dans les cas où plusieurs onduleurs sont connectés, les manufacturiers devront s'entendre sur le sens du déplacement du plateau dans

la forme d'onde de courant afin que l'effet de la perturbation ne se trouve pas diminué. En général, la ZND est plus large que pour les autres méthodes actives. Ainsi, cette méthode n'est pas très utilisée.

### 2.3.2.5 Sandia Frequency Shift (SFS)

Cette méthode de détection d'îlotage, également appelée *Active Frequency Drift with Positive Feedback*, est un prolongement de la méthode *Frequency Bias* [16, 22]. Cependant, la méthode *Sandia Frequency Shift* utilise une rétroaction positive. Cette rétroaction est appliquée à la fréquence de la tension au point d'interconnexion et tente de créer une perturbation sur le réseau en modifiant la fréquence du courant de sortie de l'onduleur afin de détecter plus rapidement les situations d'îlotage [24, 25]. La stratégie utilisée afin de fixer la fréquence de l'onduleur à une fréquence différente de celle du réseau consiste à ajouter des plateaux ou des troncatures à la forme du courant de sortie de l'onduleur tel que montré à la figure 5. Ceci permet d'augmenter ou diminuer la fréquence. Les équations suivantes déterminent la fréquence du courant de sortie de l'onduleur.

$$W = W_0 + K_F (F_{PCC} - F_{Réseau}) \quad (1)$$

$$W_t = \frac{W \cdot T_{Réseau}}{2} \quad (2)$$

$$F_{Onduleur} = \frac{1}{T_{Réseau} - 2W_i} \quad (3)$$

- $W$  : Largeur du plateau ou de la troncature [%]  
 $W_0$  : Largeur initiale du plateau ou de la troncature [%]  
 $K_F$  : Gain de la méthode SFS [%/Hz]  
 $F_{PCC}$  : Fréquence de la tension au point d'interconnexion (PCC) [Hz]  
 $F_{Réseau}$  : Fréquence de la tension du réseau (60 Hz)  
 $W_i$  : Durée du plateau ou de la troncature [s]  
 $T_{Réseau}$  : Période de la tension du réseau (1/60 s)  
 $F_{Onduleur}$  : Fréquence de la portion sinusoïdale du courant de sortie de l'onduleur [Hz]

$W_0$  correspond à la largeur, exprimée en pourcentage de la période du réseau, du plateau initialement présent dans la forme d'onde lorsque l'erreur en fréquence est nulle. La constante  $K_F$  est un gain qui accentue les variations en fréquence en multipliant l'erreur présente entre la fréquence de la tension au point d'interconnexion et la fréquence du réseau (60 Hz).  $F_{Onduleur}$  correspond à la fréquence de la portion sinusoïdale de la forme d'onde du courant de sortie de l'onduleur.

Afin de demeurer en phase avec la tension du réseau, la forme d'onde du courant de l'onduleur est réinitialisée à chaque passage à zéro de la tension du réseau. Ainsi, lorsque la fréquence du courant est supérieure à celle du réseau, la forme d'onde du courant terminera son demi-cycle avant le passage à zéro de la tension du réseau. La forme d'onde du courant sera donc maintenue à zéro jusqu'au prochain passage à zéro de la tension du réseau où elle débutera alors un nouveau demi-cycle sinusoïdal. Cette façon de faire ajoutera un plateau à la forme d'onde du courant de l'onduleur. Par ailleurs, si la fréquence du courant est inférieure à celle de la tension du réseau, le passage à zéro de la tension

précèdera la fin du demi-cycle du courant. Ainsi, le courant sera réinitialisé et débutera un nouveau cycle sinusoïdal. Cela créera donc une troncature dans la forme d'onde du courant de sortie de l'onduleur. Tel que le montre la figure 5, la forme d'onde du courant de sortie de l'onduleur renferme un plateau lorsque  $F_{\text{Onduleur}} > F_{\text{Réseau}}$  et une troncature lorsque  $F_{\text{Onduleur}} < F_{\text{Réseau}}$ .

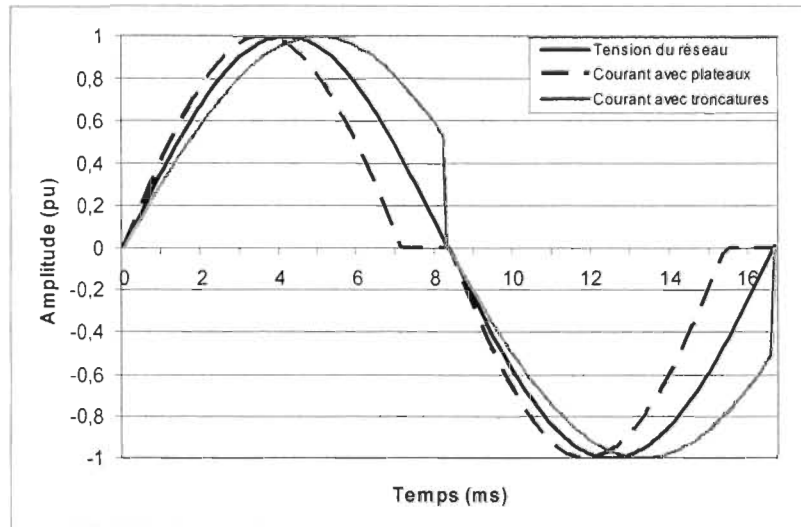


Figure 5 : Formes d'onde avec des plateaux et des troncatures

Cette méthode semble actuellement être l'une des méthodes actives les plus efficaces pour prévenir les situations d'îlotage [26]. En effet, elle possède une des ZND les plus faibles. De plus, elle est facile à implanter, peu coûteuse et elle demeure efficace lorsque plusieurs onduleurs sont connectés en parallèle à un même noeud. Par contre, cette méthode engendre une légère dégradation de la qualité de l'onde du courant de sortie de l'onduleur et peut causer des instabilités indésirables si le système est raccordé à un réseau faible où les sources de production distribuée ont une certaine importance par rapport aux sources

d'énergie principales du réseau. Cette méthode demeure tout de même un bon compromis entre l'efficacité de la détection de l'îlotage, la qualité de l'onde générée et les effets sur la réponse transitoire du système. Cependant, l'efficacité de la méthode diminue considérablement lorsque la charge locale reliée au point d'interconnexion possède un facteur de qualité élevé (voir chapitre 3). Afin de corriger cette lacune, la méthode est souvent combinée à une autre méthode nommée «Sandia Voltage Shift».

#### 2.3.2.6 Sandia Voltage Shift (SVS)

Le principe de la méthode *Sandia Voltage Shift* est semblable à celui de la méthode *Sandia Frequency Shift*. Cependant, elle utilise une rétroaction positive appliquée à l'amplitude de la tension au point d'interconnexion [24, 25]. Le courant de sortie de l'onduleur est alors contrôlé selon l'équation 4.

$$I_{\text{Onduleur}} = K_V (V_{PCC} - V_{\text{Réseau}}) \quad (4)$$

Où  $K_V$  est un gain, exprimé en  $A/V$ , qui multiplie l'erreur présente entre l'amplitude de la tension au point d'interconnexion et l'amplitude de la tension nominale du réseau, soit  $120 V_{\text{eff}}$ .

Généralement, la rétroaction est contrôlée de façon à ne permettre qu'une diminution de l'amplitude du courant de sortie de l'onduleur. En effet, une augmentation du courant pourrait créer une surtension et endommager les équipements raccordés au système.

Cette méthode est facile à implanter dans un microcontrôleur. Elle est souvent combinée à la méthode SFS. Il a été démontré que cette combinaison est extrêmement efficace pour la détection de l'îlotage et qu'elle produit une ZND très petite qui peut parfois être difficile à détecter de façon expérimentale [27]. Cette méthode comporte toutefois une faiblesse mineure. En effet, elle requiert une légère réduction de la qualité de l'onde du courant de sortie de l'onduleur causée par la présence de la rétroaction positive.

### **2.3.2.7 Frequency Jump**

Cette méthode découle de la méthode *Frequency Bias* [9, 16]. La différence entre ces deux méthodes provient du fait que la forme d'onde du courant ne possède pas de petits plateaux à chaque cycle mais à tous les quelques cycles, par exemple, à tous les trois cycles. Lorsque le réseau est présent, il impose sa fréquence. Lorsque le réseau est absent, la méthode prévient l'îlotage soit en détectant la variation en fréquence au point d'interconnexion, comme dans le cas de la méthode *Frequency Bias*, ou encore en détectant directement la fréquence correspondant à celle que l'onduleur tente d'imposer au point d'interconnexion. Cette méthode peut être assez efficace lorsqu'elle est utilisée avec un seul onduleur. Certains pensent qu'il n'y aurait aucune ZND générée par cette méthode puisqu'elle ressemble à la méthode *Impedance Measurement*. Cependant, la méthode *Frequency Jump* devient moins efficace lorsque plusieurs onduleurs sont connectés au même nœud. Dans un tel cas, son efficacité pourrait être accrue en choisissant bien le modèle de perturbation en



fréquence introduit par chacun des onduleurs de façon à minimiser l'interférence entre ceux-ci.

### 2.3.2.8 ***Mains Monitoring Units with Allocated All-pole Switching Device Connected in Series (MSD)***

Cette méthode utilise deux unités de déconnexion contrôlées de façon indépendante et branchées en série tel que le montre la figure 6. Plusieurs méthodes de détection d'îlotage peuvent être utilisées. Les deux unités surveillent constamment la tension, la fréquence et l'impédance du réseau [28, 29]. Normalement, une perturbation de courant est envoyée sur le réseau pour déterminer son impédance.

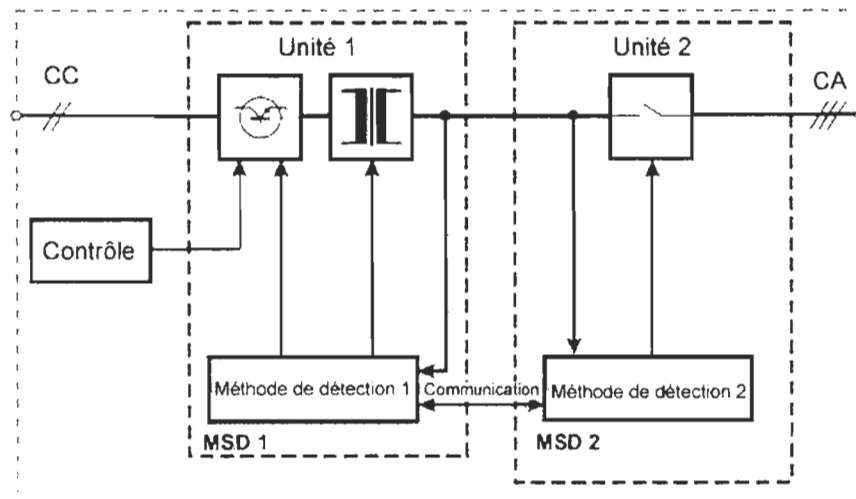


Figure 6 : Exemple d'un système de protection contre l'îlotage utilisant la méthode MSD [9]

Puisque le système de protection d'îlotage est redondant, l'utilisateur n'est pas obligé de faire fréquemment des tests afin de s'assurer qu'il fonctionne normalement. Les forces de la méthode *Impedance Measurement* s'appliquent également à cette méthode. Puisque la méthode MSD envoie une perturbation

de courant pour mesurer l'impédance du réseau, elle possède également les mêmes faiblesses que la méthode *Impedance Measurement*.

### 2.3.3 Méthodes situées au niveau du réseau

#### 2.3.3.1 *Impedance Insertion*

Cette méthode nécessite l'ajout d'une impédance, généralement un banc de condensateurs, connectée entre le réseau et le point d'interconnexion comme le montre la figure 7 [16].

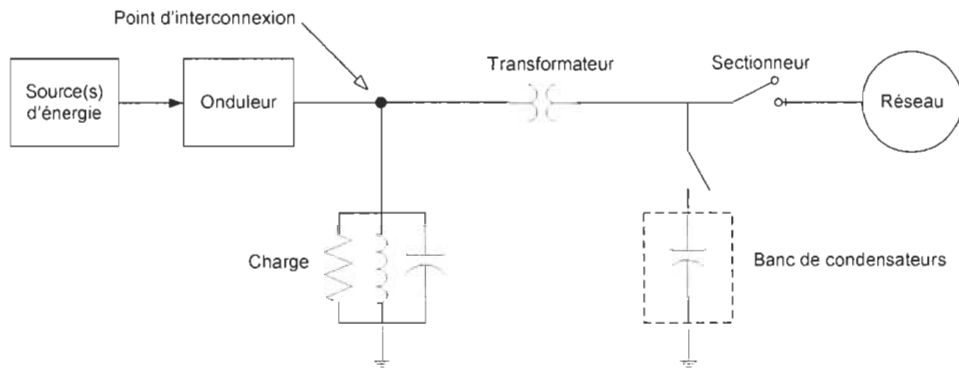


Figure 7 : Schéma du système de prévention d'îlotage pour la méthode *Impedance Insertion*

L'interrupteur qui relie le banc de condensateur au réseau demeure ouvert dans des conditions normales de fonctionnement. Lorsque le sectionneur s'ouvre pour interrompre la connexion entre le point d'interconnexion et le réseau, l'interrupteur relié au banc de condensateurs est commandé de manière à se fermer après un court délai. Le branchement du banc de condensateurs vient modifier l'impédance et produit une variation de la tension et de la fréquence au point d'interconnexion [6, 7, 17]. Ces changements peuvent être détectés par le système de protection interne de l'onduleur (voir la méthode *Under/Over*

*Frequency*) et celui-ci peut commander la déconnexion de l'onduleur. Cette méthode offre plusieurs avantages. En effet, elle semble être très efficace pour prévenir l'îlotage. Cependant, le délai entre le moment où le sectionneur s'ouvre et l'interrupteur relié au banc de condensateurs se ferme doit être court. En contrepartie, la méthode possède certains inconvénients. Premièrement, l'ajout d'un banc de condensateurs à un système représente une dépense considérable qui peut rendre la production distribuée de l'énergie moins intéressante au niveau économique. De plus, si plusieurs systèmes de production distribuée sont installés au cours des années, il deviendra difficile d'établir qui sera responsable de l'achat et de l'entretien des bancs de condensateurs. Un autre problème vient du fait que, au niveau du réseau de distribution, plusieurs sectionneurs positionnés en série et/ou en parallèle peuvent mener à une même source de production distribuée. Ainsi, chaque sectionneur doit être équipé d'un banc de condensateurs ou encore un seul banc de condensateurs central peut être utilisé à la condition que les sectionneurs puissent communiquer entre eux. Tous les équipements alors nécessaires rendent la méthode plus complexe et plus coûteuse.

Par ailleurs, la vitesse de réaction de cette méthode est plutôt lente. Ceci est principalement dû au temps de commutation de l'interrupteur du banc de condensateurs et au temps de réaction des condensateurs. Ces délais peuvent compromettre l'atteinte des exigences des normes. Finalement, cette méthode de protection requiert l'ajout d'équipements au niveau du réseau; ce qui

complicite l'installation et le processus d'approbation par les organismes réglementaires.

### 2.3.3.2 Use of Power Line Carrier Communications (PLCC)

Cette méthode, utilisant la technologie des courants porteurs en ligne, est basée sur l'envoi d'un signal de communication de faible puissance à travers une ligne de transmission [5]. Étant donné que le canal de communication est une ligne électrique, il est possible d'utiliser le signal envoyé afin de s'assurer qu'il n'y ait pas de discontinuité sur la ligne. Ainsi, un récepteur peut être placé du côté du consommateur et détecter la présence ou l'absence du signal envoyé sur la ligne électrique par un transmetteur, tel que le montre la figure 8. Lorsque le signal au récepteur est absent, cela indique qu'il y a un arrêt de la continuité au niveau de la ligne électrique. Dans cette situation, le récepteur peut commander à l'onduleur d'arrêter ses activités ou encore, il peut commander l'ouverture d'un interrupteur qui isolera l'onduleur de la charge connectée au point d'interconnexion. Il est à noter que le récepteur peut être intégré ou non à l'onduleur.

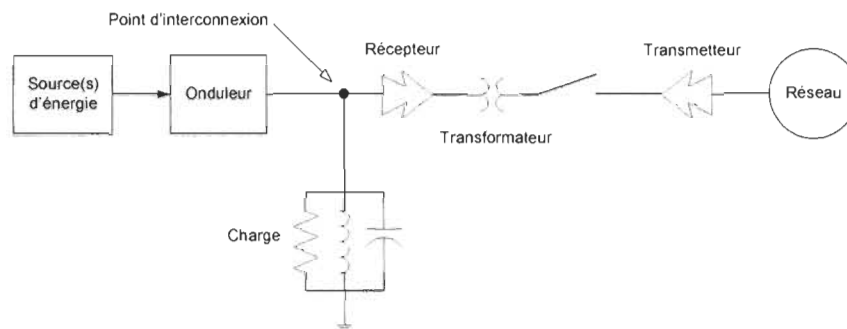


Figure 8 : Schéma du système de prévention d'îlotage pour la méthode *Use of PLCC*

Pour que le système soit efficace, il doit présenter trois principales caractéristiques. Premièrement, le signal doit être envoyé du réseau vers le consommateur. Deuxièmement, le signal doit être continu. Finalement, il faut s'assurer que le signal se propage à travers un réseau de distribution puisque les signaux possédant une fréquence élevée seront bloqués par les inductances des transformateurs. Ainsi, le signal devra posséder une fréquence plutôt basse. Les signaux sous-harmoniques pourraient convenir puisqu'ils peuvent se propager aisément à travers un tel système.

Dans des conditions de fonctionnement normal, cette méthode ne possède aucune ZND. Elle ne requiert aucune dégradation de la qualité de l'onde à la sortie de l'onduleur. Cette méthode n'est pas affectée par le nombre d'onduleurs qui sont connectés au même noeud et elle demeure une méthode efficace peu importe le niveau de pénétration des sources, la taille du système et le type de génératrice distribuée utilisé. Cette méthode possède cependant un inconvénient majeur. Pour être implantée, elle requiert des transmetteurs capables d'envoyer des signaux à tous les onduleurs à travers un réseau de distribution. Ces transmetteurs doivent nécessairement être installés du côté du réseau. L'installation de ceux-ci sur l'étendue complète du réseau coûterait très cher. Cependant, si une région possède un bon nombre de systèmes de production distribuée, il devient alors plus intéressant d'installer localement un ou des transmetteurs pour assurer la protection contre l'îlotage de l'ensemble de la région. Par ailleurs, il est possible qu'une charge puisse reproduire exactement le

signal utilisé par la méthode même si celui-ci est sous-harmonique. Si cela survient, il sera possible pour le système de détection de repérer ce signal même si le réseau est absent et de ne pas déconnecter l'onduleur du réseau en situation d'îlotage. Cependant, ce phénomène peut apparaître uniquement lorsque les charges fonctionnent sous des conditions hautement anormales. Il serait alors possible d'éliminer ce problème en ajoutant de l'information dans le signal utilisé sous forme de porteuse multiple ou de saut en fréquence.

#### **2.3.3.3 *Signal Produced by Disconnect***

Cette méthode repose sur la communication entre le réseau et l'onduleur pour prévenir l'îlotage. La particularité de cette méthode est que la ligne électrique n'est pas utilisée comme canal de communication. En effet, le sectionneur au niveau du réseau de distribution est muni d'un petit transmetteur qui envoie, au moment où il s'ouvre, des signaux à l'onduleur raccordé au réseau via un lien micro-onde, une ligne téléphonique, etc. Ainsi, l'état du réseau est directement communiqué à l'onduleur qui peut ensuite se déconnecter en situation d'îlotage. Un signal continu peut être également utilisé comme dans la méthode *PLCC*. La méthode *Signal Produced by Disconnect* permet un contrôle additionnel du réseau sur les génératrices distribuées. Aucune ZND n'a été identifiée pour cette méthode. Cependant, elle possède plusieurs inconvénients. L'implantation de cette méthode nécessite la surveillance de tous les dispositifs du réseau, raccordés en série ou en parallèle, qui pourraient mener à une situation d'îlotage. Dans le cas où un lien téléphonique est utilisé, il est nécessaire de câbler toutes les sources de production distribuée. Ces inconvénients pourraient être évités en

utilisant un lien micro-onde cependant, ce type de lien exige un permis et la couverture pourrait ne pas être complète; ainsi certains onduleurs pourraient recevoir difficilement le signal. Ce genre de problème laisse entrevoir que l'implantation de cette méthode engendre nécessairement des coûts très élevés.

#### **2.3.3.4 Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA)**

L'utilisation d'un système SCADA avec un onduleur est un choix logique pour prévenir l'îlotage [9]. En effet, le réseau électrique possède déjà un réseau de communication et de détection qui permet de surveiller l'état de ses propres systèmes et de répondre rapidement à des imprévus. Ainsi, un système SCADA est déjà en place dans une grande portion du réseau. L'utilisation d'un tel système pour prévenir l'îlotage est assez simple. Lorsqu'une source d'énergie distribuée est connectée en parallèle avec le réseau, un capteur de tension doit être installé sur la partie du réseau local à laquelle elle est reliée. Si le capteur détecte une tension lorsque le réseau est déconnecté, une alarme est déclenchée et une action correctrice peut être posée. Si les onduleurs sont connectés à un système SCADA, les opérateurs du réseau électrique pourront exercer un certain contrôle sur ceux-ci. Si le réseau possède les instruments et les liens de communication nécessaires, cette méthode éliminera l'îlotage et permettra un contrôle partiel ou complet des sources de production distribuée à partir du réseau. Lorsque correctement implantée, cette méthode ne comporte pas de ZND. Il est à noter que, si le système compte plusieurs onduleurs, chaque onduleur devra posséder ses propres instruments et/ou lien de communication, ce qui engendra des coûts élevés à grande échelle. De plus, cette

méthode exige une implication importante de la part de l'opérateur du réseau qui doit autoriser le branchement de chaque onduleur sur le réseau puis y installer ses équipements de surveillance et de contrôle. Cette façon de faire peut compliquer grandement l'installation de petits systèmes. Il est important de noter que les systèmes SCADA s'étendent normalement jusqu'au niveau des sous-stations dans les réseaux de distribution. Étant donné que les onduleurs sont branchés à un niveau inférieur aux sous-stations, il faudra accroître la portée des systèmes SCADA déjà existants.

#### ***2.4 Tableau récapitulatif des avantages et des inconvénients des méthodes***

La section précédente a montré que chacune des méthodes de détection d'îlotage possède des avantages et des inconvénients. Les avantages et les inconvénients des celles-ci peuvent entre autres se situer au niveau de leur efficacité, de leur coût, de leur facilité à être implantées, de leur temps de réaction, des instabilités qu'elles créent sur le réseau, du nombre d'onduleurs pouvant être connecté au point d'interconnexion, etc. Le tableau 5 donne une vue d'ensemble des avantages et des inconvénients des méthodes les plus rencontrées dans les articles scientifiques du domaine [9, 30].



**Tableau 5 : Avantages et inconvénients des méthodes de détection d'îlotage les plus populaires**

		ZND	Réduction de la qualité de l'onde	Influencée par le nombre d'onduleurs connectés	Influencée par le niveau de pénétration	Caractéristiques
Méthodes passives	<i>O/U Voltage and O/U Frequency</i>	Grande	Non	Non	Non	Temps de réaction long et variable
	<i>Voltage Phase Jump Detection</i>	Grande	Non	Non	Non	Le démarrage de certaines charges peut causer des déconnexions non désirées
Méthodes actives	<i>Slip Mode Frequency Shift</i>	Petite	Oui	Non	Oui	Difficulté avec les charges ayant un haut facteur de qualité et peut être inefficace dans certains cas
	<i>Frequency Bias</i>	Grande	Oui	Non*	Oui	Inefficace avec les charges ayant un haut facteur de qualité
	<i>Sandia Frequency Shift</i>	Petite	Oui	Non	Oui	Inefficace avec les charges ayant un haut facteur de qualité
	<i>Sandia Voltage Shift</i>	Petite	Oui	Non	Oui	Non influencée par les charges ayant un haut facteur de qualité
Méthodes situées au niveau du réseau	<i>Impedance Insertion</i>	Aucune	Non	Non	Non	Très dispendieuse et le temps de réaction peut être trop long
	<i>PLCC</i>	Aucune	Non	Non	Non	Très dispendieuse

\* Requiert un accord entre les manufacturiers

## **2.5 Choix de la méthode de détection d'îlotage pour le système à énergies renouvelables**

Les méthodes de détection d'îlotage présentes dans les articles scientifiques sont en majorité développées pour des systèmes de production distribuée ayant comme source d'énergie des panneaux solaires. Bien que le système de l'IRH soit hybride, les mêmes types de protection contre l'îlotage seront implantés puisqu'ils demeurent pertinents pour ce genre de système.

Suite à une analyse des méthodes de détection d'îlotage existantes, une méthode a été sélectionnée. La méthode choisie est en fait une combinaison d'une méthode passive et de deux méthodes actives. Le choix d'une combinaison de méthodes a été retenu puisque cette façon de procéder permet d'accroître l'efficacité du système de détection d'îlotage en réduisant la ZND [21].

En premier lieu, la méthode *Under/Over Voltage and Under/Over Frequency* servira de protection de base pour le système. En effet, l'onduleur cesse de fournir de la puissance au réseau dès que la fréquence ou l'amplitude de la tension au point d'interconnexion sort des limites prescrites. Selon le standard canadien C22.2 No 107.1-01, la valeur efficace de l'amplitude de la tension au point d'interconnexion doit se maintenir entre 88% et 110% de la tension nominale du réseau et la fréquence doit se situer entre 59,5 Hz et 60,5 Hz.

La deuxième méthode choisie est la méthode active *Sandia Frequency Shift* (SFS) [9, 27]. Cette méthode a été sélectionnée puisqu'elle semble actuellement être l'une des méthodes actives les plus efficaces pour prévenir les situations d'îlotage [26]. En effet, elle possède l'une des ZND les plus faibles. De plus, elle est facile à implanter, peu coûteuse et elle demeure efficace lorsque plusieurs onduleurs sont raccordés en parallèle à un même noeud de connexion. Par contre, cette méthode engendre une légère dégradation de la qualité de l'onde du courant de sortie de l'onduleur et peut causer des instabilités indésirables si le système est raccordé à un faible réseau où les sources de production distribuée

ont une certaine importance par rapport aux sources d'énergie principales du réseau. Elle demeure tout de même un bon compromis entre l'efficacité de la détection de l'îlotage, la qualité de l'onde générée et les effets sur la réponse transitoire du système. Cependant, l'efficacité de la méthode *Sandia Frequency Shift* diminue considérablement lorsque la charge locale reliée au point d'interconnexion possède un facteur de qualité élevé. Afin de corriger cette lacune, une troisième méthode sera ajoutée aux deux premières. Cette méthode se nomme «Sandia Voltage Shift» (SVS) [9, 27, 31]. Le principal avantage de cette méthode est qu'elle varie peu en fonction du facteur de qualité de la charge. Elle pourra ainsi soutenir la méthode *Sandia Frequency Shift*. Par contre, la méthode SVS engendre également une très légère réduction de la qualité de l'onde du courant de sortie de l'onduleur. Toutefois, il a été démontré que la combinaison des deux méthodes actives, SFS et SVS, est extrêmement efficace pour la détection de l'îlotage, produisant une ZND très petite [27].

## **2.6 Conclusion**

En somme, le raccordement d'une source de production distribuée est régi par de nombreuses normes. Cependant, aucune norme internationale, traitant spécifiquement de l'îlotage, n'est encore adoptée. En général, chaque pays possède ses propres normes sur l'îlotage qui sont intégrées aux normes sur le raccordement au réseau.

Il existe trois grandes catégories de méthode de détection d'îlotage, soit les méthodes passives, les méthodes actives et les méthodes situées au niveau du réseau. Actuellement, les articles scientifiques font état d'une quinzaine de méthodes différentes. Suite à une analyse des diverses méthodes existantes, trois d'entre elles ont été choisies et seront intégrées au système à énergies renouvelables de l'IRH. En effet, la combinaison des méthodes *Under/Over Voltage and Under/Over Frequency*, *Sandia Frequency Shift* et *Sandia Voltage Shift* semble être extrêmement efficace pour la détection de l'îlotage puisqu'elle génère une ZND très petite.

## **Chapitre 3 : Modélisation de l'interconnexion d'un onduleur au réseau électrique local**

### ***3.1 État de la recherche***

Actuellement, un nombre limité d'articles scientifiques dans le domaine proposent une modélisation de l'interconnexion d'un onduleur au réseau électrique. Les logiciels généralement utilisés sont *Matlab/Simulink* et EMTP [32-37]. Dans certains articles, les paramètres de simulation des modèles sont manquants. Il est donc difficile de poser un jugement quant à la validité des modèles proposés.

Dans le but de donner de meilleures assises à la présente recherche, une modélisation de l'interconnexion d'un onduleur au réseau électrique a été élaborée. Cette modélisation permettra, entre autres, d'analyser le comportement de la tension et du courant au point d'interconnexion lorsque le réseau local se déconnecte et ce, pour différentes charges locales. De plus, il sera intéressant de visualiser les formes d'ondes du courant et de la tension à la sortie de l'onduleur ainsi que l'effet des méthodes de détection d'îlotage sur celles-ci. Finalement, il sera possible de cerner les cas où il semble plus difficile pour le système de détecter les situations d'îlotage et quelle méthode de détection est la plus efficace dans ces cas. Bref, un bon nombre de renseignements pourra être tiré de cette modélisation pour le présent projet et ceux à venir à l'IRH.

### 3.2 Modélisation des composantes du système

La modélisation du système de détection d'îlotage a été réalisée à l'aide du logiciel *Matlab/Simulink* ainsi que de la boîte à outils *SimPowerSystems*. Le modèle comporte six principales parties soit l'onduleur, la charge locale, l'interrupteur commandé, l'impédance de ligne, le sectionneur et le réseau. La figure 9 présente le schéma global des différents blocs utilisés pour la simulation. Les schémas des niveaux inférieurs sont présentés à l'annexe B.

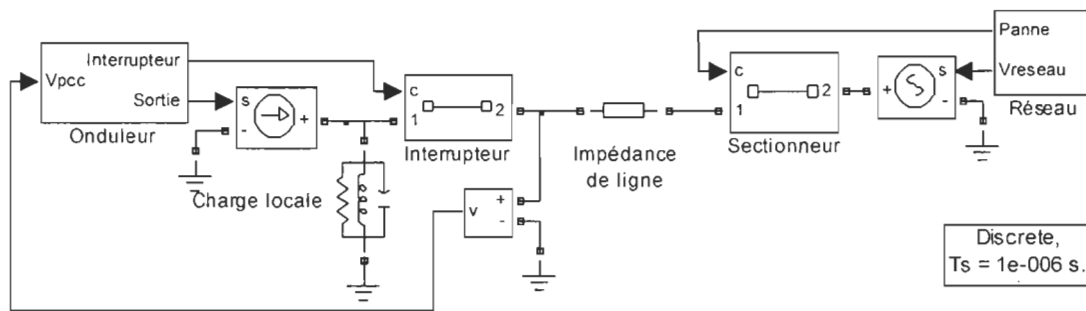


Figure 9 : Modèle de l'interconnexion d'un onduleur au réseau électrique réalisé avec le logiciel *Matlab/Simulink*

Voici une description des modèles utilisés pour chacune des parties du système.

#### 3.2.1 Onduleur

Le comportement de l'onduleur a été recréé à l'aide d'une source de courant commandé. Le modèle de l'onduleur renferme tous les algorithmes associés aux méthodes de détection d'îlotage choisies soit *Under/Over Frequency and Under/Over Voltage*, *Sandia Frequency Shift* et *Sandia Voltage Shift*. De plus, le modèle de l'onduleur est muni des algorithmes nécessaires à la génération d'un courant de sortie possédant une amplitude variable et pouvant renfermer des plateaux ou des troncatures selon la situation. Finalement, le modèle contient un

système de verrouillage de phase puisque que l'onduleur modélisé fournit un facteur de puissance unitaire. Ce dispositif agit de façon à conserver les formes d'onde de courant et de tension de sortie de l'onduleur en phase. Tous les algorithmes du modèle de l'onduleur ont été réalisés à l'aide de blocs *Simulink* puis ils ont été raccordés au reste du système, conçu avec la boîte à outils *SimPowerSystems*, via un bloc qui agit comme une source de courant commandée. La figure 10 présente le schéma bloc principal de l'onduleur.

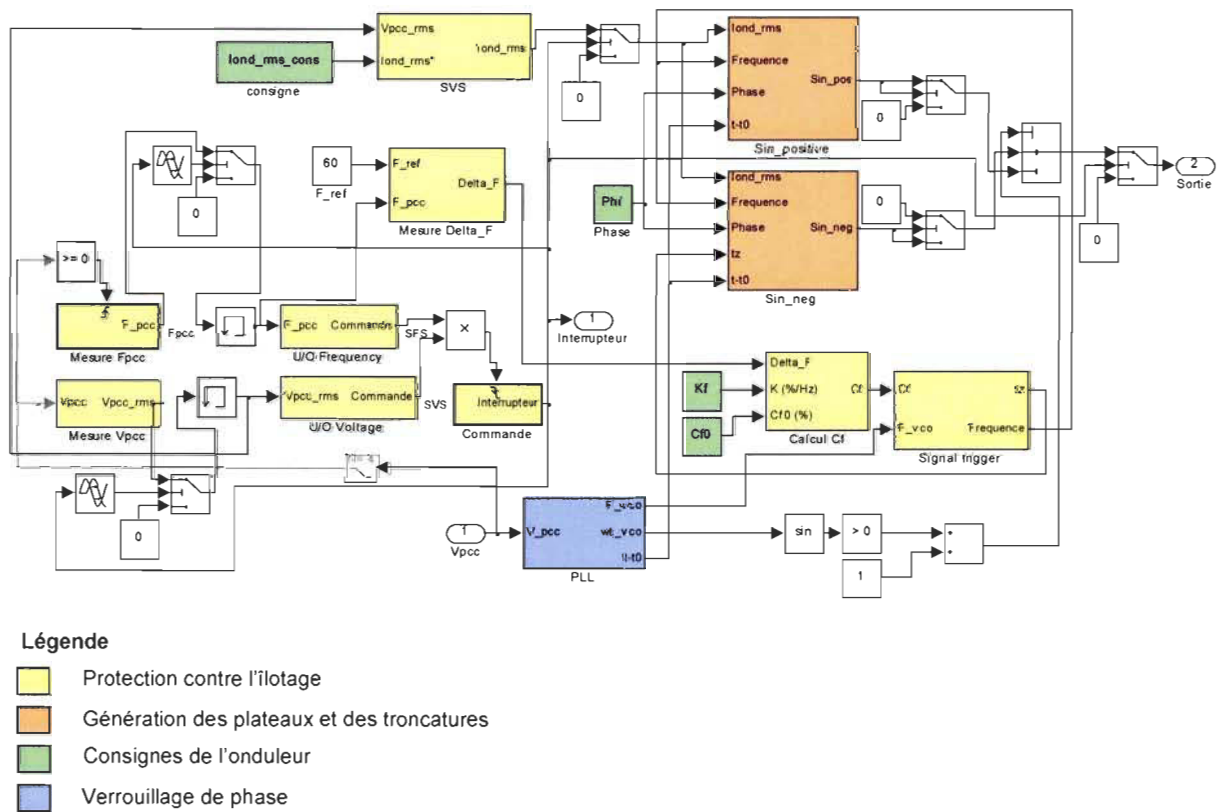


Figure 10 : Modèle de l'onduleur réalisé à l'aide du logiciel Matlab/Simulink

À chaque itération du programme, la tension au point d'interconnexion entre l'onduleur et le réseau est mesurée puis filtrée. À chaque début de cycle de cette tension, sa fréquence et sa valeur efficace sont calculées. Les algorithmes de

protection provenant des méthodes de détection *Under/over Voltage* et *Under/over Frequency* vérifient ensuite si les valeurs calculées se maintiennent dans la plage acceptable. Si la fréquence ou l'amplitude de la tension se retrouve en dehors de la plage prescrite, une commande est envoyée à l'interrupteur afin qu'il puisse s'ouvrir et ainsi déconnecter les sources de production distribuée du réseau local. Lorsque les valeurs sont conformes, les algorithmes découlant des méthodes de détection *Sandia Voltage Shift* et *Sandia Frequency Shift* déterminent, en fonction des mesures réalisées, l'importance de la perturbation en amplitude et en fréquence à ajouter au courant de sortie de l'onduleur. Cette perturbation permettra d'accélérer la détection des situations d'îlotage. Finalement, la forme d'onde de courant, créée à l'aide de blocs *Simulink*, est placée en sortie de l'onduleur puis elle parvient à la charge locale via un bloc agissant comme une source de courant commandée. De plus, à chaque itération du programme, la phase entre le courant de sortie de l'onduleur et la tension mesurée au point d'interconnexion est contrôlée de façon à demeurer nulle grâce à une boucle de verrouillage de phase.

### 3.2.2 Charge locale et interrupteur commandé

Le modèle du système possède également une charge locale qui est représentée par une charge RLC raccordée en parallèle au point d'interconnexion entre l'onduleur et le réseau. Les valeurs des composantes de la charge RLC varieront selon les tests qui seront effectués.



Un interrupteur commandé par l'onduleur est également présent dans le système (figure 9). Cet interrupteur, commandé par l'onduleur, déconnecte le système du réseau en situation d'îlotage. Il est modélisé par un bloc de la boîte à outils *SimPowerSystems* dédié à ce genre d'application. En effet, le bloc agit comme un interrupteur possédant une petite résistance interne et il est muni d'une entrée de commande.

### 3.2.3 Impédance de ligne, sectionneur et réseau électrique

L'impédance de ligne est modélisée par un bloc de la boîte à outils *SimPowerSystem* dédié à ce genre d'application (figure 9). L'impédance de ligne possède une résistance, une inductance et une capacité. Les valeurs choisies pour ces trois éléments sont typiques et elles sont tirées du livre de Théodore Wildi [38]. Le sectionneur, qui servira à simuler la déconnexion du réseau, est modélisé par un bloc identique à celui qui a été utilisé dans le cas de l'interrupteur commandé. Finalement, le comportement du réseau est modélisé par une source de tension commandée renfermant des harmoniques dont les amplitudes ont été déterminées en fonction des normes d'Hydro-Québec [39]. Le réseau électrique a été réalisé à l'aide de divers blocs *Simulink* qui ont été raccordés au reste du système, conçu à partir de la boîte à outils *SimPowerSystems*, via un bloc qui agit comme une source de tension commandée. Les valeurs des paramètres utilisés lors des simulations pour l'impédance de ligne et les harmoniques du réseau apparaissent au tableau 6.

**Tableau 6 : Valeurs des paramètres utilisés lors des simulations pour l'impédance de ligne et l'amplitude des harmoniques présents sur le réseau**

	Harmonique	Valeurs (V)
<i>Réseau</i>	$V_3$	$0,06 \cdot V_{nom}$
	$V_5$	$0,06 \cdot V_{nom}$
	$V_7$	$0,05 \cdot V_{nom}$
	Impédance	Valeurs ( $\Omega/\text{km}$ )
<i>Impédance de ligne</i>	R	0,91
	$X_L$	0,5
	$X_C$	300000

Il est à noter que les câbles du réseau de distribution ont été considérés comme ayant une longueur de un kilomètre pour la simulation. Cette valeur est empirique mais son ordre de grandeur est toutefois réaliste.

### 3.3 Validation du modèle

La validation du comportement du modèle doit se faire à plusieurs niveaux afin de s'assurer qu'il représente bien le système réel. Dans un premier temps, la validation des modèles de l'onduleur et du réseau sera réalisée. Par la suite, ces deux modèles seront raccordés ensemble, ce qui permettra de faire l'analyse des formes d'onde présentes au point d'interconnexion. Finalement, le système entier sera testé sous diverses conditions dans le but d'analyser le comportement du système de protection contre l'îlotage intégré à l'onduleur.

### 3.3.1 Validation du modèle de l'onduleur

Tel que mentionné précédemment, la méthode de détection d'îlotage choisie exige que l'onduleur soit en mesure de générer une forme d'onde de courant présentant des plateaux ou des troncatures selon le cas. La grandeur de ces plateaux ou troncatures est déterminée par les algorithmes de protection contre l'îlotage. Voici donc des formes d'onde de courant et de tension de sortie de l'onduleur avec des plateaux ou des troncatures correspondant à 3% de la période du signal (figure 11 et figure 12). Le courant et la tension de sortie de l'onduleur sont exprimés par unité (pu) par rapport aux valeurs nominales.

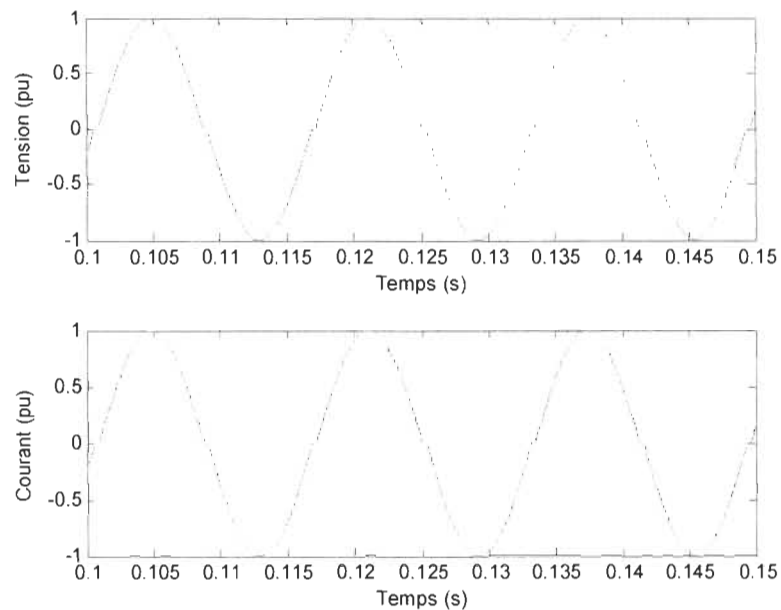


Figure 11 : Tension et courant à la sortie de l'onduleur présentant des plateaux lorsqu'une charge nominale résistive est utilisée

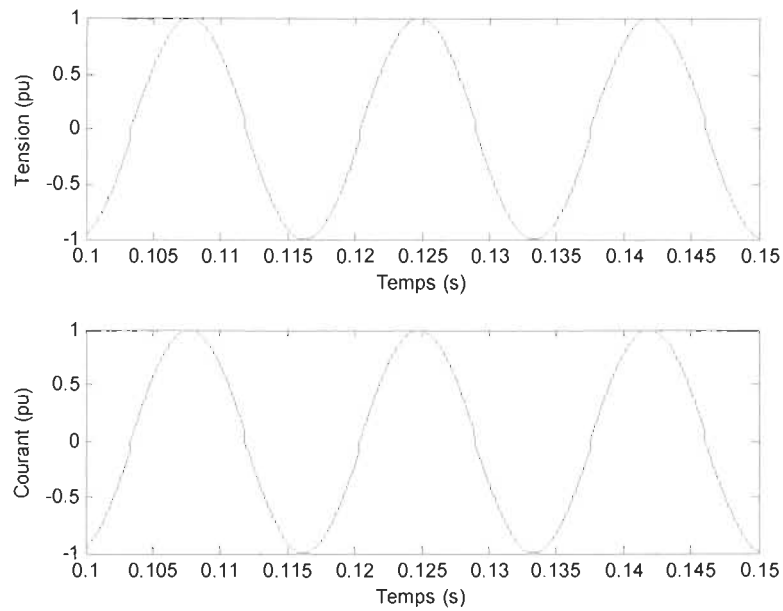


Figure 12 : Tension et courant à la sortie de l'onduleur présentant des troncatures lorsqu'une charge nominale résistive est utilisée

La figure 13 présente les formes d'onde de courant et de tension à la sortie de l'onduleur lorsque la charge locale raccordée est une charge RLC parallèle.

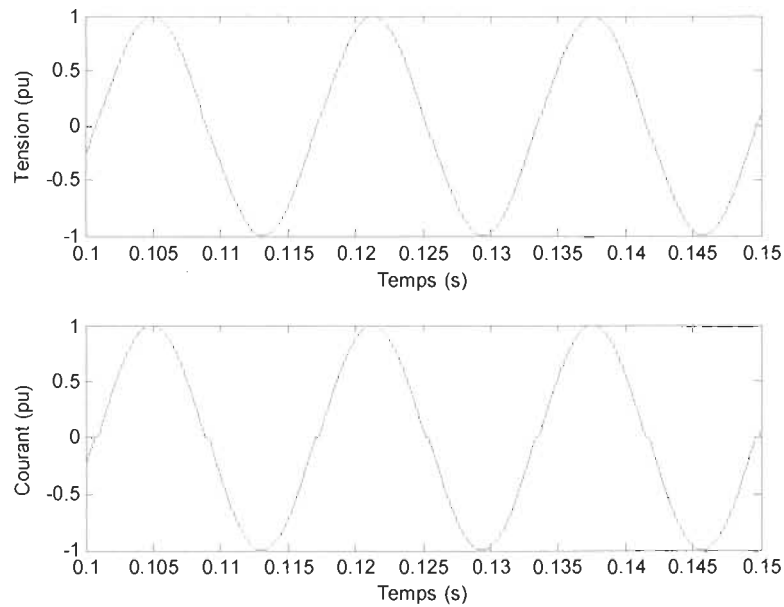


Figure 13 : Tension et courant à la sortie de l'onduleur présentant des plateaux lorsqu'une charge RLC ( $P=1000$  W,  $Q_L=250$  Vars,  $Q_C=250$  Vars) est utilisée

Il est possible de remarquer que les formes d'ondes sont en phase dès le début de la simulation étant donné que les puissances inductive et capacitive de la charge locale sont équivalentes. De plus, les plateaux sont bien présents dans la forme d'onde de courant tandis que ceux de la forme d'onde de tension se trouvent légèrement filtrés par la charge locale. Bien que ce phénomène se produise, la forme d'onde de tension possède tout de même une fréquence plus élevée que la fréquence de référence de 60 Hz et c'est ce qui importe pour le bon fonctionnement du système de protection contre l'îlotage.

La figure 14 montre que, les protections contre l'îlotage n'étant pas activées, la fréquence de la tension à la sortie de l'onduleur converge naturellement vers la fréquence de résonance de la charge locale. À cette fréquence de résonance, le déphasage est nul entre les formes d'onde de courant et de tension. Dans le cas présenté, une puissance active de 1000 W, une puissance réactive inductive de 1000 Vars et une puissance réactive capacitive de 500 Vars ont été utilisées. Ainsi, la fréquence de résonance de la charge est de 84,85 Hz, tel que démontré par le calcul suivant [9] :

$$f_{res} = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} = f_m \sqrt{\frac{KQ_L}{KQ_C}} = 60 \sqrt{\frac{1}{0,5}} = 84,85 Hz \quad (5)$$

L : Inductance [H]  
 C : Capacité [F]  
 KQ<sub>L</sub> : Puissance absorbée par la bobine [Kvars]  
 KQ<sub>C</sub> : Puissance absorbée par le condensateur [Kvars]  
 f<sub>m</sub> : Fréquence à laquelle ont été mesurées KQ<sub>L</sub> et KQ<sub>C</sub> [Hz]

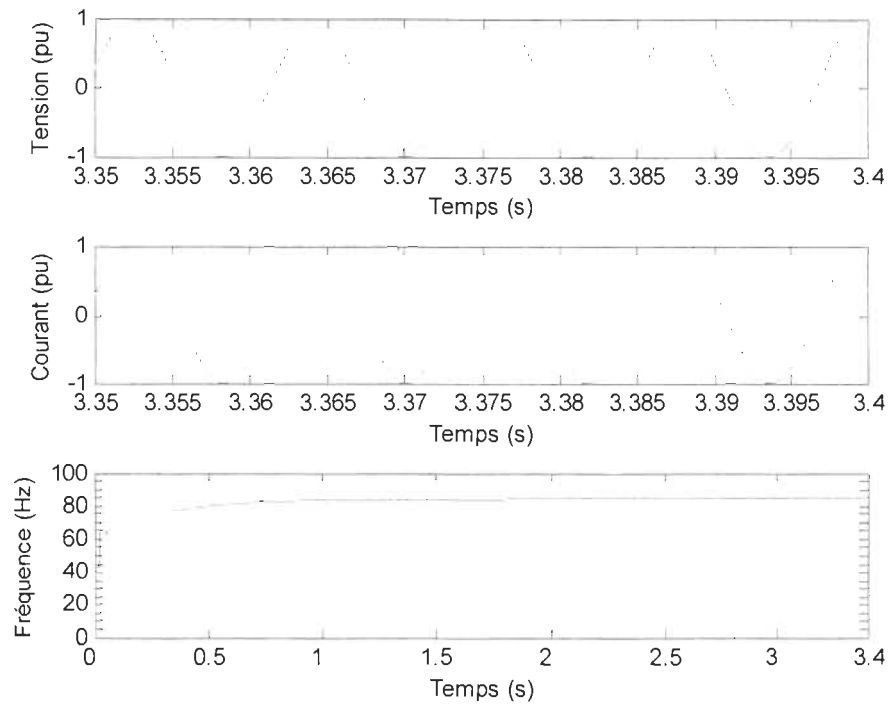


Figure 14 : Fréquence de la tension à la sortie de l'onduleur lorsqu'une charge RLC ( $P=1000$  W,  $Q_L=1000$  Vars,  $Q_C=500$  Vars) est utilisée

### 3.3.2 Validation du modèle du réseau

Lorsque les simulations du système seront effectuées, des harmoniques pourront être ajoutés à la tension du réseau afin de visualiser leur impact sur la détection des situations d'îlotage. Les valeurs des amplitudes des harmoniques ont été déterminées à partir des maximums acceptables par les normes d'Hydro-Québec. Ainsi, il sera possible de constater si le système de protection contre l'îlotage maintient un bon fonctionnement même dans ces cas extrêmes. La figure 15 présente les formes d'onde de tension du réseau qui seront utilisées lors des simulations. La tension du réseau est exprimée par unité (pu) par rapport à la valeur nominale.

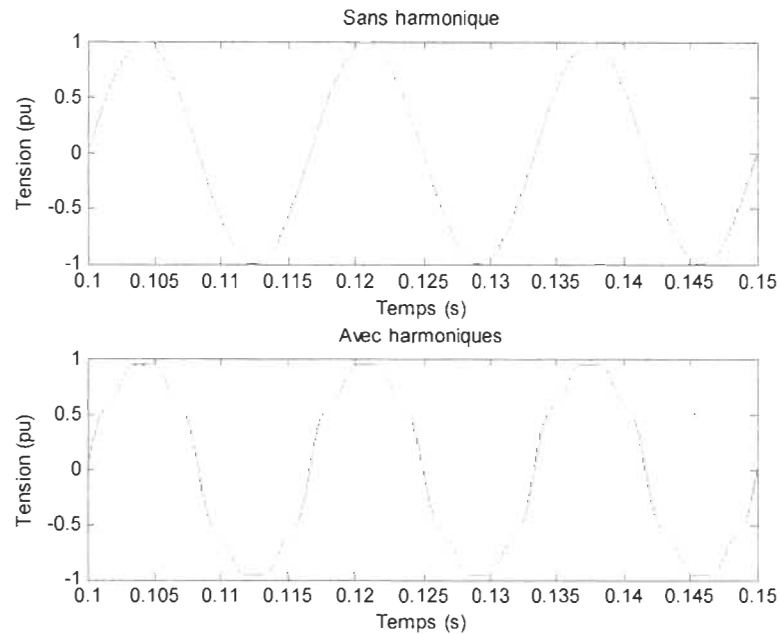


Figure 15 : Tension du réseau avec harmoniques et sans harmonique

### 3.3.3 Validation des formes d'onde présentes au point d'interconnexion

Les figures suivantes montrent les formes d'onde de courant et de tension obtenues immédiatement à la sortie de l'onduleur ainsi que les formes d'onde présentes au point de raccordement de la charge locale. Les courants et les tensions sont exprimés par unité (pu) par rapport aux valeurs nominales. Ainsi, il est possible de constater l'apport en courant provenant de l'onduleur et du réseau pour arriver à combler les besoins de la charge locale.

La figure 16 présente les formes d'ondes provenant de la simulation avec une charge locale résistive de 1000 W. Ainsi, il est possible de constater que l'onduleur fournit un courant maximum étant donné qu'il fonctionne à sa puissance nominale. L'onduleur est donc en mesure de combler entièrement les

besoins de la charge. Ainsi, suite à une petite période transitoire, il est possible de voir qu'aucun courant ne provient du réseau pour alimenter la charge locale.

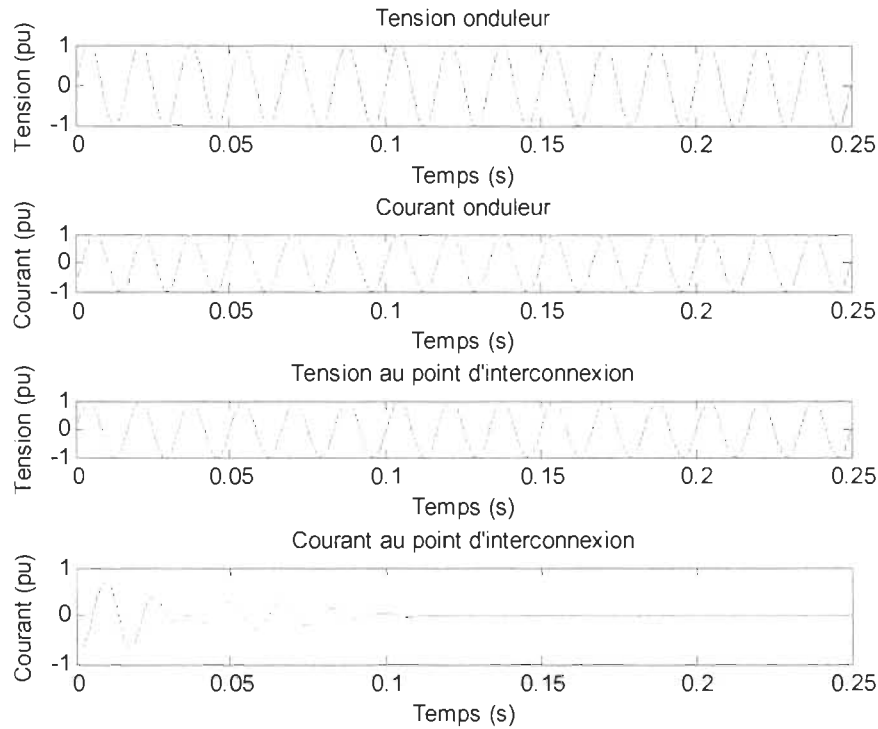


Figure 16 : Tension et courant à la sortie de l'onduleur et au point d'interconnexion lorsqu'une charge locale résistive nominale ( $P = 1000 \text{ W}$ ) est utilisée

La charge locale utilisée pour la simulation montrée à la figure 17 est une charge résistive de  $2000 \text{ W}$  à la tension nominale. Il est bien évident que l'onduleur ne pourra à lui seul fournir tout le courant nécessaire à une telle charge. Ainsi, le réseau viendra combler la différence. Il est donc possible de voir à la figure 17 que l'onduleur fournit son courant maximum, soit un courant de  $11,78 \text{ A}$  crête. Normalement, le réseau devrait fournir un courant équivalent à celui de l'onduleur. Cependant, l'impédance de ligne vient abaisser la valeur de la tension au point d'interconnexion légèrement en deçà de sa valeur nominale. Cela a pour effet de diminuer quelque peu le courant tiré par la charge locale. Ainsi, le réseau



fournira à la charge un courant légèrement inférieur à celui de l'onduleur, soit environ 10,5 A crête.

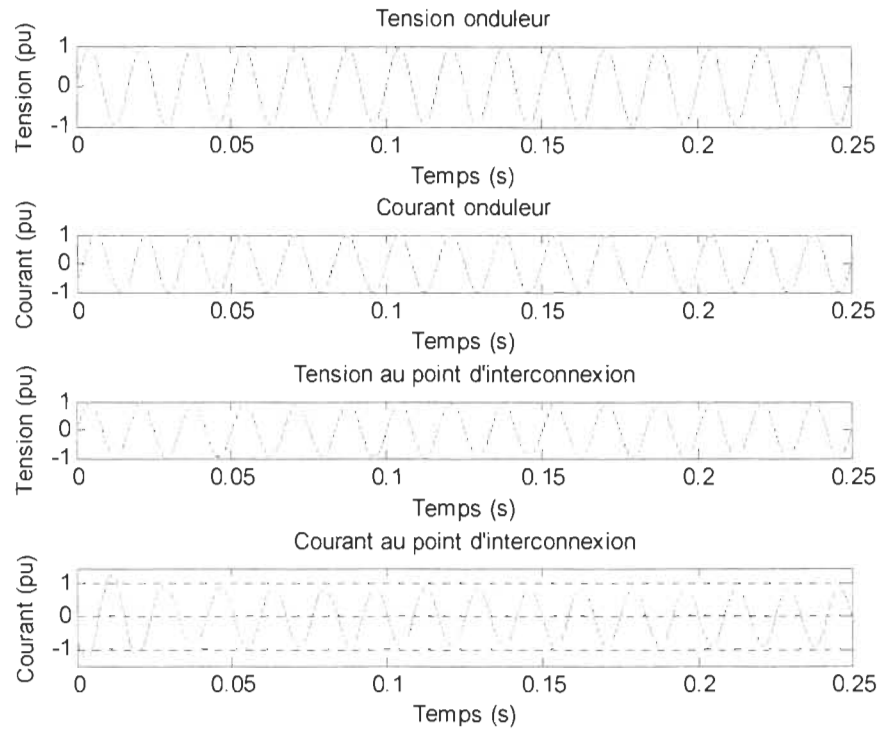


Figure 17 : Tension et courant à la sortie de l'onduleur et au point d'interconnexion lorsqu'une charge résistive de 2000 W est utilisée

La simulation suivante a été réalisée à l'aide d'une charge RLC parallèle ayant une puissance active de 1000 W et une puissance réactive de 500 Vars à la tension nominale. Encore une fois, l'onduleur ne pouvant combler entièrement les besoins de la charge locale, le réseau devra lui fournir un certain apport en courant. Ainsi, l'onduleur fonctionne à puissance maximale et envoie 11,78 A crête dans la charge locale. Le réseau doit donc fournir la balance du courant nécessaire soit un courant de 5,89 A crête. Il est possible de constater à la figure 18 que le courant provenant du réseau possède une valeur légèrement inférieure à 0,5 pu (5,89 A crête) ce qui est normal considérant que, tel qu'expliqué

précédemment, l'impédance de ligne engendre une petite baisse de la demande en courant de la charge locale.

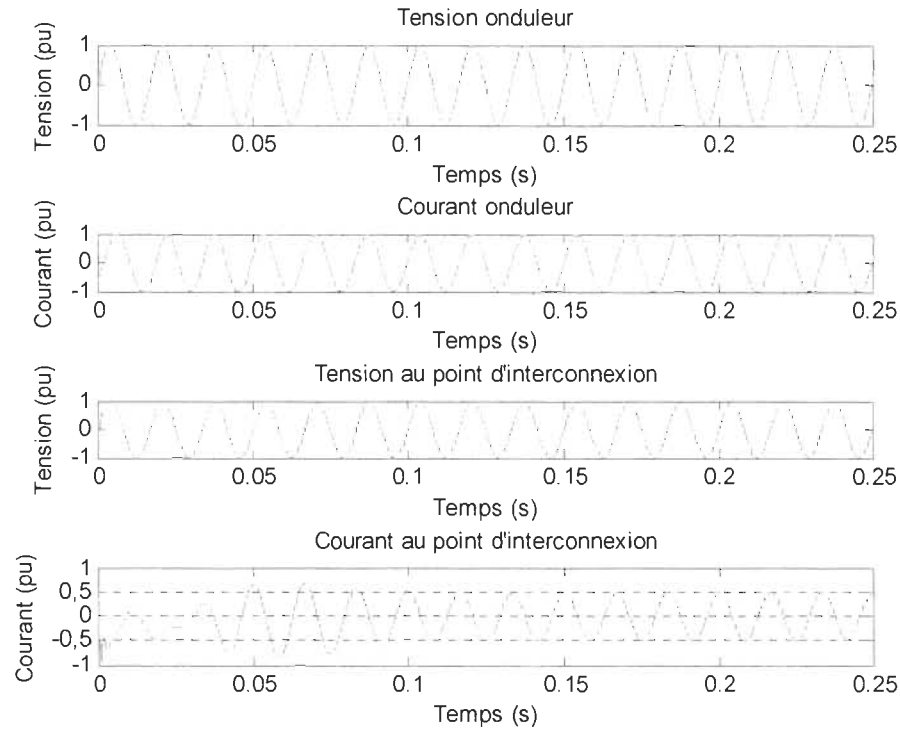


Figure 18 : Tension et courant à la sortie de l'onduleur et au point d'interconnexion lorsqu'une charge RLC ( $P=1000$  W,  $Q_L=1000$  Vars,  $Q_C= 500$  Vars) est utilisée

### 3.4 Simulation du système complet sous diverses conditions normales de fonctionnement

La simulation de l'onduleur interconnecté au réseau électrique local permet d'analyser le comportement des méthodes de détection d'îlotage choisies et de voir si celles-ci jouent adéquatement leur rôle. Il est donc possible d'observer l'effet de la boucle de rétroaction des méthodes actives *Sandia Voltage Shift* et *Sandia Frequency Shift* sur la tension au point d'interconnexion. Il est également possible de déduire le temps de réaction des méthodes lorsque survient une situation d'îlotage. Ce délai est appelé le temps de déconnexion ou encore

« clearing time » et il est calculé à partir du moment où le réseau se déconnecte jusqu'à ce que le courant au point d'interconnexion devienne nul [12].

Pour les simulations qui suivent, certains paramètres ont été fixés. En effet, les gains  $K_f$  et  $K_v$  ainsi que le paramètre  $W_0$  des méthodes actives de détection d'ilotage ont été choisis de façon à ce que leur effet sur le système ne soit pas négligeable mais que le taux de distorsion qu'ils engendrent sur la tension au point d'interconnexion demeure le plus faible possible [22]. De plus, les seuils de tension et de fréquence acceptés par la méthode passive *Under/Over Frequency and Under/Over Voltage* ont été déterminés selon les normes en vigueur au Canada (voir chapitre 2). Finalement, pour chacune des simulations, la déconnexion du réseau sera générée à un moment bien précis. Le tableau 7 résume les choix faits quant aux valeurs des paramètres constants du modèle pour les simulations.

**Tableau 7 : Paramètres du modèle fixés pour les simulations**

Paramètres du modèle	Définitions	Valeurs
$W_0$	Plateau initial présent dans la forme d'onde de courant de l'onduleur [%]	3
$K_f$	Gain de la méthode Sandia Frequency Shift [%/Hz]	2
$K_v$	Gain de la méthode Sandia Voltage Shift [A/V]	0,5
Limitemax_V	Seuil maximal de la méthode Under/Over Voltage [V]	132
Limitemin_V	Seuil minimal de la méthode Under/Over Voltage [V]	110
Tolerance_F	Tolérance acceptée (par rapport à 60 Hz) pour la méthode Under/Over Frequency [Hz]	$\pm 0,5$
T_decon	Temps de la simulation où le réseau sera déconnecté [s]	0,4

La première situation testée est celle où une charge locale RLC ( $P = 1000 \text{ W}$ ,  $Q_L = 800 \text{ Vars}$  et  $Q_C = 300 \text{ Vars}$ ) est raccordée au point d'interconnexion. La figure 19 montre que la méthode *Sandia Frequency Shift* pousse la fréquence de la tension au point d'interconnexion au-delà de la limite maximale de 60,5 Hz, ce qui entraîne la déconnexion immédiate de l'interrupteur commandé. Le temps de déconnexion est dans ce cas-ci très faible soit d'environ 5,35 ms. Il est à noter qu'aucun harmonique n'a été ajouté à la tension du réseau lors de cette simulation.

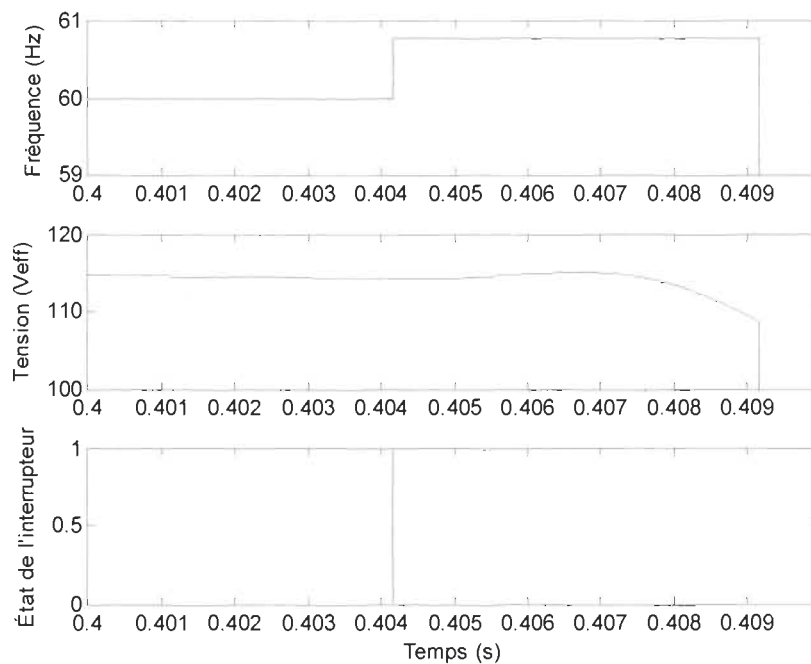


Figure 19 : Fréquence et amplitude de la tension au point d'interconnexion lorsqu'une charge RLC ( $P = 1000 \text{ W}$ ,  $Q_L = 800 \text{ Vars}$  et  $Q_C = 300 \text{ Vars}$ ) est utilisée

La figure 20 montre les résultats de la simulation pour une charge locale RLC ayant une puissance active 800 W, une puissance réactive inductive de 400 Vars et une puissance réactive capacitive de 100 Vars. Encore une fois, la méthode *Sandia Frequency Shift* entraîne la fréquence de la tension au point

d'interconnexion à l'extérieur des limites permises. Ainsi, l'interrupteur commandé se déconnecte sur le champ, soit dans un délai de 4,62 ms. Il est à noter qu'aucun harmonique n'a été ajouté à la tension du réseau lors de cette simulation.

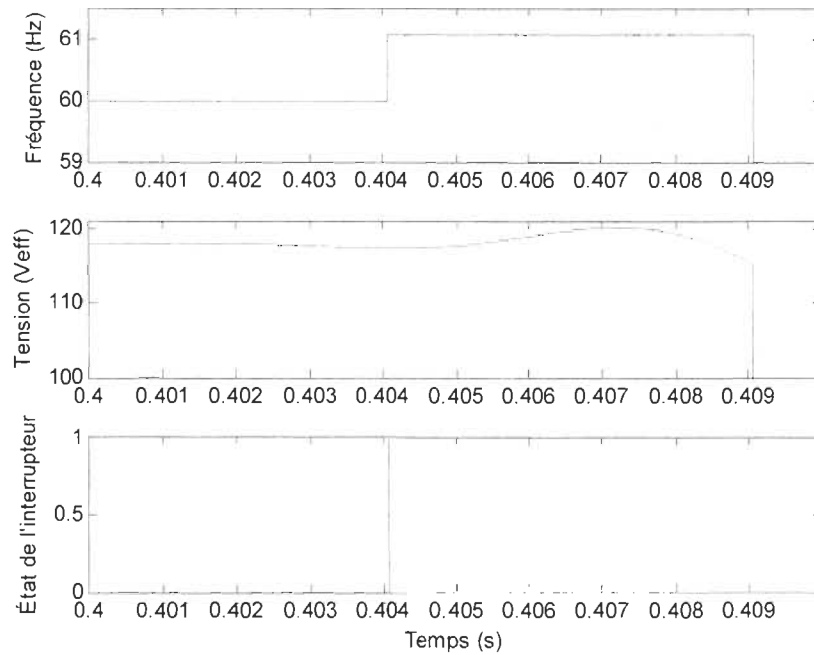


Figure 20 : Fréquence et amplitude de la tension au point d'interconnexion lorsqu'une charge RLC ( $P = 800$  W,  $Q_L = 400$  Vars et  $Q_C = 100$  Vars) est utilisée

D'autres cas ont été simulés à l'aide du modèle. Les résultats obtenus apparaissent dans le tableau suivant.

Tableau 8 : Résultats obtenus lors de la simulation du système sous diverses conditions

Charge locale RLC			Harmoniques ajoutés	Méthode intervenue	Temps de déconnexion (ms)
P (W)	$Q_L$ (Vars)	$Q_C$ (Vars)			
1000	800	300	Oui	SVS	19,87
800	400	100	Oui	SVS	35,75
250	625	375	Oui	SVS	21,08
250	625	375	Non	SFS	6,36
500	1250	750	Oui	SVS	13,55
500	1250	750	Non	SFS	6,40
1000	2500	1500	Oui	SVS	13,47
1000	2500	1500	Non	SFS	6,28

Il est possible de remarquer que j'ajout d'harmoniques à la forme d'onde de la tension du réseau électrique rend la détection de l'îlotage plus difficile. De plus, dans ces cas, la méthode *Sandia Voltage Shift* réagit en général plus rapidement que la méthode *Sandia Frequency Shift*. Ainsi, la combinaison des deux méthodes de détection d'îlotage permet d'obtenir le temps de déconnexion le plus faible pour tous les cas testés.

Il est à noter que les résultats attendus en pratique pour les cas testés ci-haut afficheront fort probablement des temps de déconnexion plus longs que ceux obtenus en simulation. En effet, les méthodes utilisées pour implanter les algorithmes de protection, la fréquence à laquelle les mesures des paramètres du système sont réalisées et les conditions physiques dans lesquelles reposera le système influenceront grandement les temps de déconnexion mesurés expérimentalement. Tout de même, les simulations donnent un ordre de grandeur attendu pour les temps de déconnexion et elles montrent bien le comportement des différentes méthodes de détection pour les divers cas testés.

### ***3.5 Simulation du système complet dans certains cas critiques***

Le système de protection contre l'îlotage sera testé dans des conditions bien particulières soit celles où les temps de déconnexion sont généralement les plus longs. Les cas critiques répertoriés dans la littérature sont les suivants [30, 40] :

1. Lorsque la fréquence de résonance de la charge locale RLC est semblable à la fréquence du réseau.
2. Lorsque les puissances active et réactive générées par la source de production distribuée correspondent à celles consommées par la charge locale (voir figure 2,  $\Delta Q = 0$  et  $\Delta P = 0$ ).
3. Lorsque le facteur de qualité  $Q$  de la charge locale est approximativement égal à 2,5.

Sous des conditions normales d'opération, lorsque le réseau se déconnecte, la fréquence du courant de sortie de l'onduleur tend vers la fréquence de résonance de la charge locale. Si la fréquence de résonance est près de 60 Hz et qu'aucun contrôle actif sur la fréquence n'est exercé de façon à entraîner celle-ci à l'extérieur des valeurs permises, la situation d'îlotage pourrait perdurer. De la même manière, si les puissances active et réactive générées par la source de production distribuée correspondent à celles consommées par la charge locale, les méthodes de détection risquent de ne pas percevoir les variations de l'amplitude de la tension au point d'interconnexion lors de la déconnexion du réseau puisqu'elles seront très faibles. Dans un tel cas, un contrôle actif appliqué à l'amplitude de la tension permet d'entraîner celle-ci à l'extérieur des valeurs prédéfinies et ainsi d'éviter l'îlotage. D'autre part, le facteur de qualité de la charge locale est un paramètre qui peut grandement influencer les méthodes de détection d'îlotage. En effet, plus le facteur de qualité est élevé, plus la résonance de la charge RLC est forte. Ceci implique que la fréquence de la

charge se maintient à la fréquence de résonance de celle-ci et qu'il est plus difficile pour les méthodes actives de détection d'ilotage de faire varier cette fréquence. L'équation 6 indique que ces cas surviennent lorsque la charge locale renferme une petite inductance ainsi qu'une grande capacitance ou une grande résistance.

$$Q = R \left( \frac{C}{L} \right)^{-1/2} \quad (6)$$

L'équation 7 définit un système dont la puissance active  $P$  ainsi que la puissance réactive provenant de l'inductance ( $Q_L$ ) et de la capacité ( $Q_C$ ) sont mesurées à 60 Hz.

$$Q = \frac{1}{P} (Q_C \times Q_L)^{1/2} \quad (7)$$

Puisqu'à la fréquence de résonance  $Q_L = Q_C = Q_{Vars}$ , l'équation 8 peut être déduite.

$$Q = \frac{Q_{Vars}}{P} \quad (8)$$

Il a été établi, par un groupe de discussion formé d'ingénieurs de réseau, que la valeur maximale réaliste que peut atteindre le facteur de qualité d'une charge



raccordée à un réseau de distribution est de 2,5 [40, 41]. Ainsi, la valeur maximale de  $Q_L$  et  $Q_C$  sera de 2,5 fois celle de la puissance active  $P$  consommée par la charge.

Les situations identifiées précédemment comme étant critiques ont été simulées à l'aide du modèle. Ainsi, il est possible de vérifier l'efficacité des méthodes de détection choisies et de prévoir leur comportement sur le système réel. Il est à noter que des harmoniques ont été ajoutés à la tension du réseau afin que les simulations correspondent davantage à la réalité.

La première situation testée représente le comportement d'une charge locale possédant une fréquence de résonance approximativement égale à 60 Hz ainsi qu'un facteur de qualité égal à 0,5. Ce dernier n'étant pas très élevé, les méthodes de détection devraient détecter assez rapidement l'absence du réseau. Dans ces conditions, le facteur de puissance est approximativement de 0,9, ce qui représente une situation réaliste.

La figure 21 présente les résultats obtenus pour cette simulation. Les deux premières courbes représentent la valeur efficace de l'amplitude de la tension et la fréquence au point d'interconnexion. La troisième forme d'onde représente l'état de l'interrupteur commandé à la sortie de l'onduleur (l'interrupteur est fermé lorsque le signal est à 1). Cet interrupteur s'ouvre (passe à l'état 0) lorsqu'une situation d'îlotage a été détectée par le système. Il est à noter que la panne du

réseau est simulée par l'ouverture d'un sectionneur qui survient à 0,4 s après le début de la simulation.

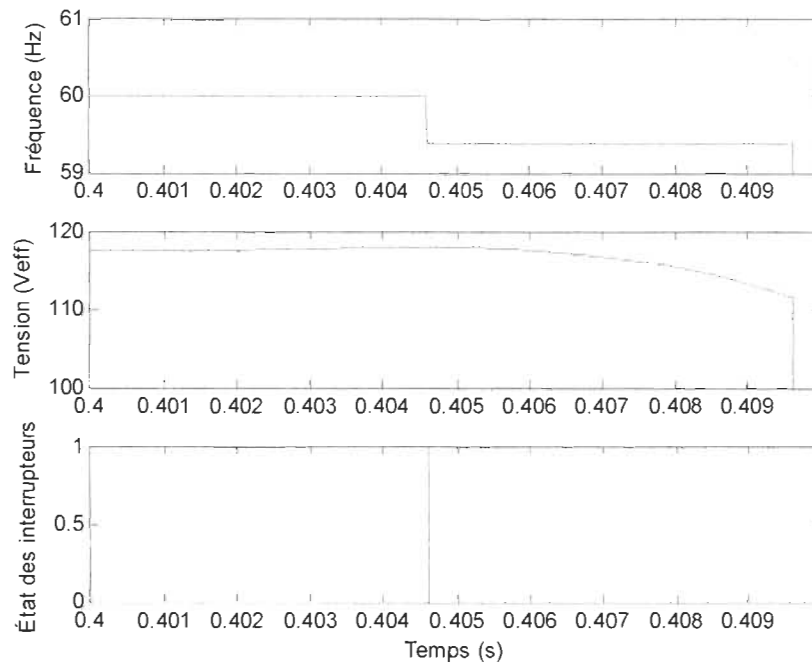


Figure 21 : Tension et fréquence au point d'interconnexion lorsque la fréquence de résonance de la charge locale est près de 60 Hz ( $Q = 0,5$ )

Dans cette situation, une variation en fréquence assez grande pour dépasser les limites de protection définies par la méthode *Under/Over Frequency* est engendrée par la déconnexion du réseau. En effet, même en désactivant les méthodes actives de détection d'îlotage, le temps de déconnexion demeure le même. Ainsi, la charge n'étant pas très exigeante pour les sources de production distribuée, les méthodes SFS et SVS ne sont pas sollicitées et elle n'accélèrent donc pas la déconnexion de l'interrupteur commandé. La déconnexion s'effectue dans un délai inférieur à un demi-cycle (0,007 s).

La deuxième situation testée est celle où les puissances générées par les sources de production distribuée et consommées par la charge locale sont similaires (*matched load*). La figure 22 présente les résultats obtenus pour une charge résistive ayant une puissance active équivalente à la puissance nominale des sources de production distribuée ( $P_{ch} = P_s$ ).

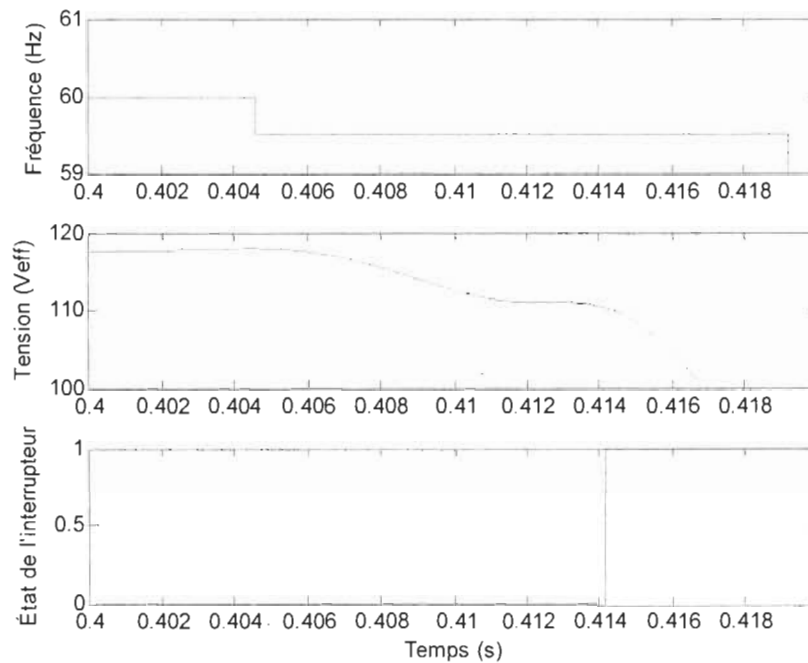


Figure 22 : Tension et fréquence au point d'interconnexion lorsque  $P_{ch} = P_s$

Les simulations ont indiqué que, autant la méthode SFS que la méthode SVS, était en mesure de détecter l'îlotage dans un délai approximativement égal à un cycle (0,016 s). Tel que présenté à la figure 22, lorsque les deux méthodes de sont combinées, la méthode SVS détecte plus rapidement l'îlotage et commande l'ouverture de l'interrupteur puisque la tension chute en deçà de la valeur minimale permise, soit 106 V (88% de la tension nominale du réseau).

La troisième situation testée (figure 23) est semblable à la première. Elle fait intervenir une charge locale possédant une fréquence de résonance approximativement égale à 60 Hz mais avec un facteur de qualité égal à 2,5. Dans ce cas, étant donné que le facteur de qualité est élevé, la méthode SFS ne permet pas de détecter l'îlotage dans un délai satisfaisant la norme. Par contre, la méthode SVS permet de détecter l'îlotage assez rapidement et de commander l'ouverture de l'interrupteur dans un délai de 0,025 s.

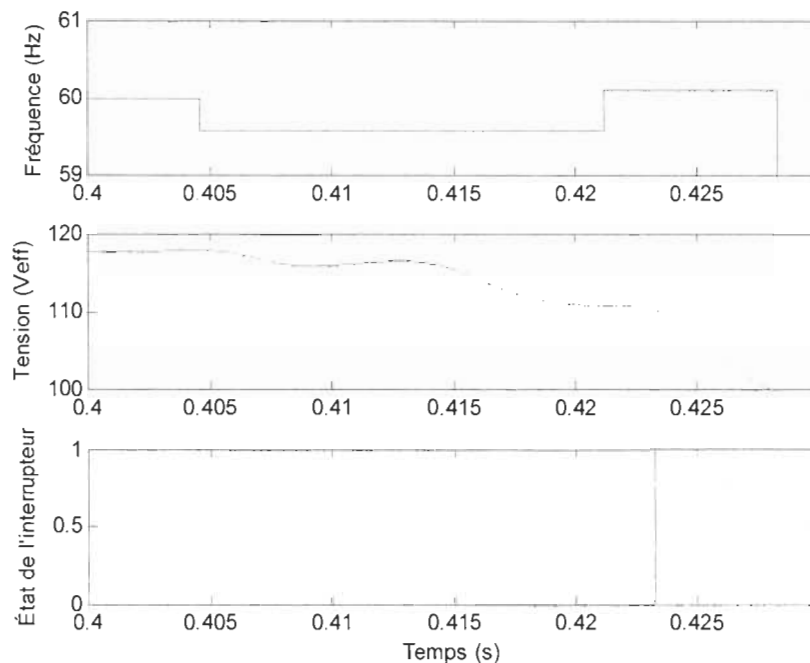


Figure 23 : Tension et fréquence au point d'interconnexion lorsque la fréquence de résonance de la charge locale est près de 60 Hz ( $Q = 2,5$ )

Il est à noter que les résultats attendus en pratique pour les divers cas critiques afficheront fort probablement des temps de déconnexion plus longs que ceux obtenus en simulation. En effet, les méthodes utilisées pour implanter les algorithmes de protection, la fréquence à laquelle les mesures des paramètres du système sont réalisées et les conditions physiques dans lesquelles reposera

le système influenceront grandement les temps de déconnexion mesurés expérimentalement. Tout de même, les simulations donnent un ordre de grandeur attendu pour les temps de déconnexion, elles montrent le comportement des différentes méthodes de détection pour les divers cas testés et elles permettent de bien cerner les cas critiques où certaines méthodes sont moins efficaces.

### **3.6 Conclusion**

En somme, la modélisation de l'interconnexion d'un onduleur au réseau électrique a été réalisée à l'aide du logiciel *Matlab/Simulink* et de la boîte à outils *SimPowerSystems*. Pour ce faire, la modélisation de chacun des composants du système, soit l'onduleur et ses algorithmes de protection, l'interrupteur commandé, la charge locale, la ligne électrique, le dispositif de protection du réseau et le réseau électrique, a été élaborée et validée puis les différents composants ont ensuite été reliés ensemble. Cette modélisation permet d'analyser le comportement de la tension et du courant au point d'interconnexion lorsque le réseau local se déconnecte et ce, pour différentes charges locales. La modélisation permet également d'évaluer l'efficacité des méthodes de détection d'îlotage sur les délais de déconnexion en situation d'îlotage. Il a été possible de constater que certaines situations mettent davantage le système de protection contre l'îlotage à l'épreuve. En effet, cela se produit, entre autres, lorsque la fréquence de résonance de la charge locale RLC est semblable à la fréquence du réseau, lorsque les puissances active et réactive générées par la source de

production distribuée correspondent à celles consommées par la charge locale ( $\Delta Q = 0$  et  $\Delta P = 0$ ) et lorsque le facteur de qualité  $Q$  de la charge locale est approximativement égal à 2,5. Ces cas critiques correspondent bien à ceux cités dans les articles scientifiques du domaine. Les délais de déconnexion du système dans ces cas sont généralement plus longs que pour des situations de fonctionnement normal. Cependant, ces délais demeurent toujours largement en deçà des limites prescrites par les normes canadiennes. Cela est en partie dû au fait que trois méthodes de détection d'îlotage combinées sont utilisées dans le système. Ainsi, lorsqu'une méthode devient moins efficace, une autre peut prendre la relève et détecter adéquatement les situations d'îlotage.

## Chapitre 4 : Conception d'un onduleur

### 4.1 Contexte expérimental

Dans le cadre du projet de recherche, un onduleur est nécessaire à la réalisation des tests expérimentaux. Cet onduleur doit posséder quelques caractéristiques bien spéciales. En effet, il doit offrir un certain contrôle au niveau de son courant de sortie afin de pouvoir ajuster son amplitude et inclure des plateaux ou des troncatures à sa forme d'onde. L'onduleur doit également être très flexible afin de permettre une validation adéquate du comportement du système de protection contre l'îlotage qui y sera implanté et ce, sous diverses conditions de fonctionnement.

L'Institut de recherche sur l'hydrogène possède déjà depuis quelques années un onduleur commercial de marque Trace Engineering (modèle SW-5548). Ce dernier peut alimenter des charges en mode autonome ou encore se connecter au réseau électrique local et agir de façon à envoyer de l'énergie aux batteries du système ou à transmettre de l'énergie au réseau électrique local. Cet onduleur est doté d'une protection de base contre l'îlotage, soit la méthode passive *Under/Over Voltage and Under/Over Frequency*, et de protections contre les surintensités. Cependant, cet onduleur n'étant pas très flexible, il ne permet pas de satisfaire les exigences requises pour effectuer les tests expérimentaux. En effet, certains tests préliminaires effectués sur cet appareil par un chercheur post-doctoral ont révélé que l'onduleur commercial, utilisé comme interface entre le système d'énergies renouvelables et le réseau électrique, fournit ou absorbe

constamment un courant minimal (environ 4,5 A) dès que le système est interconnecté au réseau. Ce courant sert à alimenter une charge minimale connectée sur le réseau ou encore à charger les batteries du système. De cette manière, l'onduleur évite de se placer dans les situations d'îlotage les plus critiques, soit lorsque le réseau est présent mais qu'il ne fournit aucune puissance à la charge locale. La figure 24 montre la forme d'onde de la tension et du courant minimal à la sortie du système interconnecté au réseau alors que la puissance de l'onduleur a été réglée à 0 W. Il est également possible de constater l'importance des harmoniques envoyés au point d'interconnexion par l'onduleur. Pour pallier à ce problème, le fabricant a développé un nouveau produit appelé *Grid Tie Interface* qui se raccorde à la sortie de l'onduleur et qui a pour but d'améliorer la qualité du courant de sortie [42]. Cependant, ce produit n'est pas compatible avec l'onduleur que l'IRH possède puisque ce dernier a été fabriqué avant 2002.

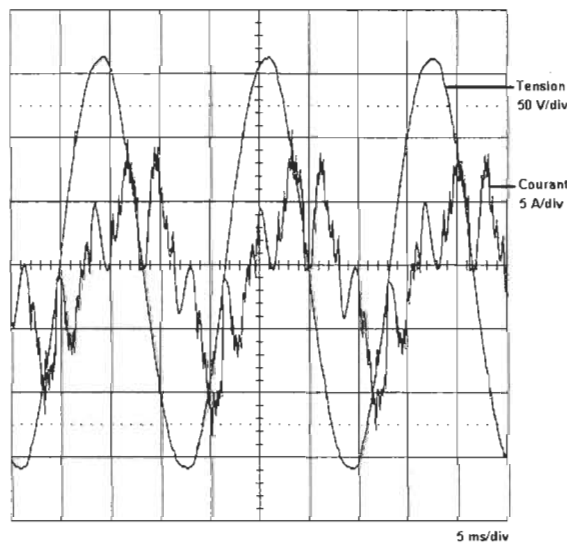


Figure 24 : Forme d'onde de la tension et du courant minimal à la sortie du système interconnecté au réseau alors que l'onduleur a été réglé à une puissance nulle



Étant donné le manque de flexibilité de l'onduleur commercial, un nouvel onduleur sera fabriqué. Ainsi, le comportement du système pourra également être validé lors des situations critiques d'ilotage telles que le spécifient les procédures de tests émanant des normes.

## **4.2 Cahier des charges de l'onduleur**

Le premier prototype de l'onduleur fabriqué devra posséder une puissance nominale de 1000 W. Il sera alimenté à partir des batteries (48 V) du système à énergies renouvelables. L'onduleur devra posséder, en plus des protections classiques normalement intégrées à ce genre d'appareil, un système de protection contre l'ilotage formé des méthodes de détection *Under/Over Voltage and Under/Over Frequency*, *Sandia Voltage Frequency* et *Sandia Voltage Shift*. Pour ce faire, l'onduleur devra offrir la possibilité de contrôler la fréquence de son courant de sortie en y ajoutant des plateaux ou des troncatures selon le cas. De plus, l'amplitude du courant de sortie devra pouvoir être contrôlée. L'onduleur devra être en mesure d'offrir deux modes de fonctionnement, soit un mode autonome et un mode interconnecté au réseau électrique. Finalement, l'onduleur devra également fournir un courant de sortie de bonne qualité.

## **4.3 Conception de l'onduleur**

Cette section présente les schémas électriques et explique le fonctionnement de chacune des parties de l'onduleur, soit le convertisseur CC/CA, le circuit de commande du convertisseur CC/CA, l'interface de connexion au réseau, le

convertisseur CC/CC, le circuit de commande du convertisseur CC/CC et le bloc d'alimentation. La figure 25 montre les différentes parties de l'onduleur ainsi que les interactions présentes entre chacune d'elles.

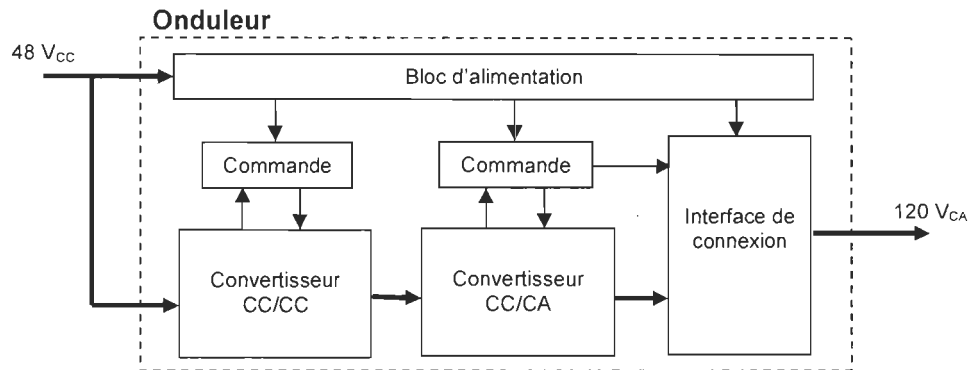


Figure 25 : Schéma des différentes parties de l'onduleur

#### 4.3.1 Circuit de puissance du convertisseur CC/CA et interface de connexion au réseau

Le convertisseur CC/CA est principalement formé d'un pont de quatre MOSFETS (IRFP264) qui découpent la tension continue, d'environ 170 V, présente à l'entrée. Une modulation de largeur d'impulsion ayant une fréquence de 14,4 kHz est utilisée pour contrôler les MOSFETS. À la sortie du pont de MOSFETS, un filtre passe-bas LC parallèle vient filtrer la tension afin de retirer la porteuse du signal à 14,4 kHz pour ne conserver que la composante du signal qui est à 60 Hz.

En plus de présenter le schéma électrique de l'étage de puissance du convertisseur CC/CA, la figure 26 montre l'interface qui servira à connecter l'onduleur au réseau électrique. Lorsque l'onduleur fonctionne en mode

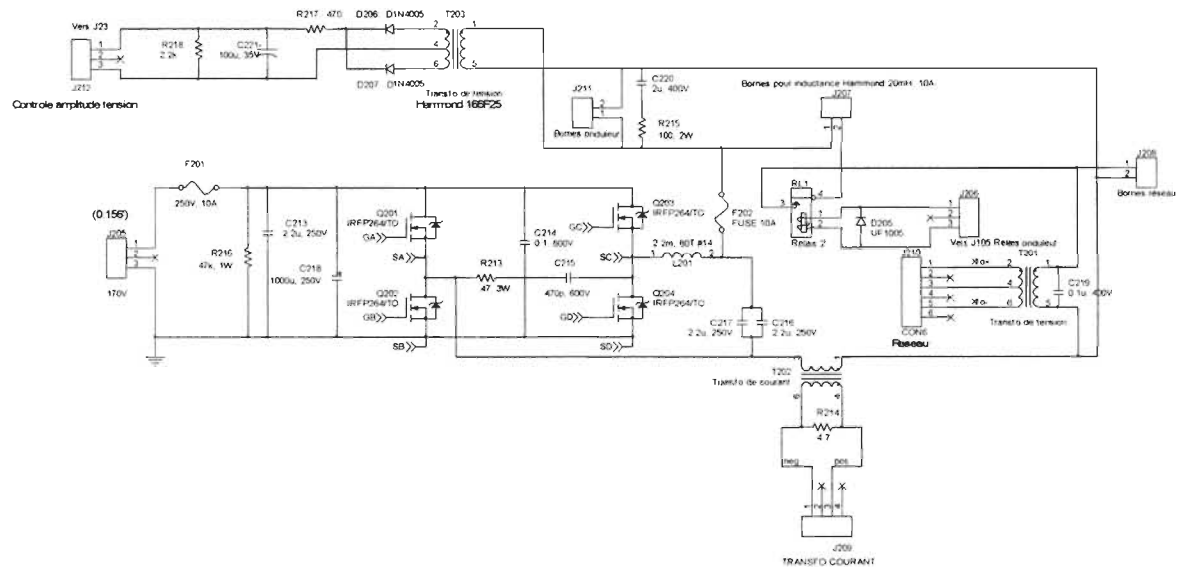
autonome, le relais est ouvert et la tension est présente au connecteur identifié « bornes onduleur » sur le schéma électrique. Ainsi, la charge à alimenter sera raccordée à l'onduleur à l'aide de ce connecteur. Pour relier l'onduleur au réseau électrique local, il suffit de brancher un câble provenant du réseau dans le connecteur identifié « bornes réseau » et de fermer le relais au moment opportun. Dans cette configuration, une inductance assez importante de 20 mH se trouve raccordée au réseau. La présence de cette inductance est nécessaire puisqu'elle permet de transmettre du courant au réseau électrique local. En effet, l'inductance crée un déphasage entre la tension de sortie de l'onduleur et celle du réseau. C'est ce déphasage qui permet l'échange de puissance entre l'onduleur et le réseau. La puissance active circule toujours de la source dont la tension est en avance vers la source dont la tension est en retard en suivant l'équation 9 [43] :

$$P = \frac{V_{\text{Onduleur}} V_{\text{Réseau}} \sin \delta}{X} \quad (9)$$

$P$  : Puissance active débitée par l'onduleur [W]  
 $V_{\text{Onduleur}}$  : Tension efficace de l'onduleur [V]  
 $V_{\text{Réseau}}$  : Tension efficace du réseau [V]  
 $\delta$  : Angle d'avance de  $V_{\text{Onduleur}}$  sur  $V_{\text{Réseau}}$   
 $X$  : Réactance reliant l'onduleur et le réseau

Trois transformateurs sont également visibles sur le schéma électrique de la figure 26. Le transformateur de tension à prise médiane (12,6 V – 0 V – 12,6 V), situé dans le coin supérieur gauche de la figure, transforme la tension alternative d'environ 170 V d'amplitude présente à la sortie de l'onduleur en une tension

d'environ 17,8 V d'amplitude. Les deux alternances de cette tension sont ensuite redressées à l'aide de diodes puis la tension résultante est lissée grâce à la présence d'un filtre RC en sortie. Ainsi, une tension se situant aux alentours de 17 V est présente au niveau du connecteur J212 puis cette dernière est envoyée au circuit de contrôle de l'amplitude de la tension de sortie de l'onduleur (voir chapitre 5). Les deux autres transformateurs mesurent directement le courant de sortie de l'onduleur ainsi que la tension du réseau. Ces informations sont ensuite envoyées au reste du système via des connecteurs.



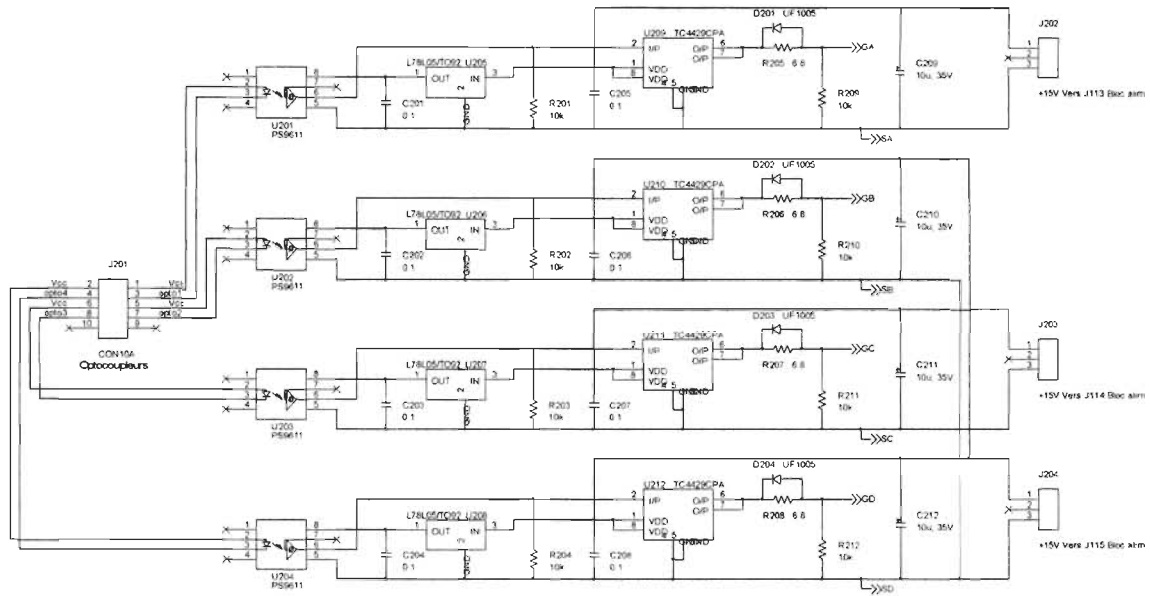


Figure 27 : Schéma électrique du circuit de commande du convertisseur CC/CA

Le circuit de commande est quelque peu redondant. Chacune de ses quatre parties commande un MOSFET du pont du convertisseur. Les signaux, présents à la sortie des optocoupleurs, sont envoyés aux pilotes qui eux vont générer les signaux qui seront envoyés sur la grille des MOSFETS. Il est à noter que, étant donné la configuration du convertisseur, les deux MOSFETS de la partie supérieure du pont requièrent des signaux au niveau de leur source qui sont différents mais que ceux de la partie inférieure peuvent être reliés ensemble. La tension de 15 V qui alimente les pilotes provient du bloc d'alimentation principal du système. Le fonctionnement de ce dernier sera expliqué à la section 4.3.5. Cette même tension est également transformée en une tension de 5 V via un régulateur pour alimenter les optocoupleurs. Dans un souci de rendre le système flottant, les pilotes reliés aux MOSFETS de la partie supérieure du pont possèdent chacun une tension d'alimentation de 15 V indépendante. Étant

donné que les MOSFETS de la partie inférieure du pont possèdent la même référence, une seule tension d'alimentation de 15 V a été fournie pour les deux pilotes.

### 4.3.3 Convertisseur CC/CC

Le rôle du convertisseur CC/CC est de prendre la tension des batteries du système à énergies renouvelables, qui se situe aux alentours de 50 V, et de la transformer en une tension continue d'environ 170 V qui sera ensuite envoyée au convertisseur CC/CA. Pour ce faire, la tension est hachée par un pont de quatre MOSFETS (figure 28). Les signaux envoyés aux sources et aux grilles des MOSFETS sont générés à partir du circuit de commande du convertisseur (voir section suivante).

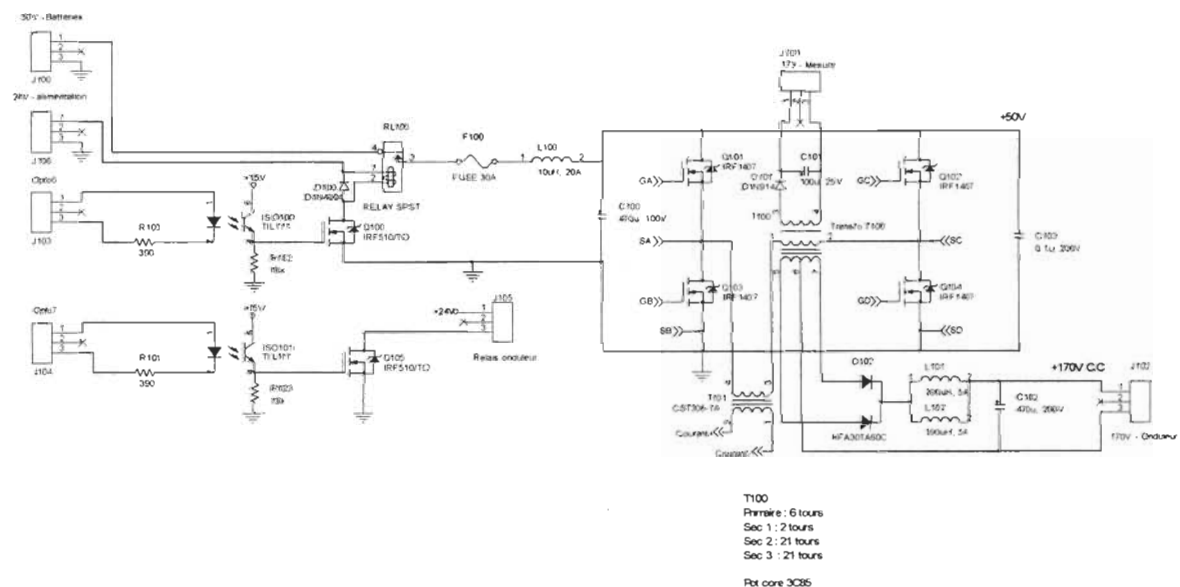


Figure 28 : Schéma électrique du convertisseur CC/CC (45-60 V à 170 V et 1 KW)

La tension hachée présente à la sortie du pont passe par un transformateur ayant un rapport de 6 : 21. Ce transformateur a pour effet de prendre cette tension de 50 V d'amplitude et de la transformer en une tension d'environ 175 V d'amplitude. Les deux alternances de cette tension sont ensuite redressées à l'aide de diodes puis la tension résultante est lissée grâce à la présence d'un filtre LC en sortie. Ainsi, une tension se situant aux alentours de 175 V est présente à la sortie du convertisseur CC/CC et pourra ainsi alimenter le convertisseur CC/CA.

Un circuit permettant de mesurer l'amplitude de la tension de sortie du convertisseur CC/CC est également montré à la figure 28. Ce circuit n'est actuellement plus utilisé étant donné que le système de mesure de l'onduleur a été amélioré. Cependant, il est toujours présent sur le prototype de l'onduleur. Le fonctionnement de ce circuit sera également expliqué puisqu'il pourrait être de nouveau utilisé lors de développements futurs.

La tension hachée, d'environ 50 V, présente à la sortie du pont est ramenée dans une plage permettant de réaliser plus facilement la mesure à l'aide d'un transformateur ayant un rapport de 6 : 2. Par la suite, une diode coupe l'alternance négative de la tension puis un condensateur lisse la tension pour qu'elle devienne continue. La mesure de la tension se situera donc entre 0 V et 17 V ce qui représentera la tension à la sortie du convertisseur CC/CC qui varie entre 0 V et 175 V.

Une mesure du courant de sortie du convertisseur est également effectuée. Cette dernière est réalisée à l'aide d'un capteur à effet Hall. La mesure est ensuite envoyée au circuit de commande du convertisseur CC/CC et elle interviendra dans l'asservissement de la tension du pont de MOSFETS (voir section suivante).

Un relais est placé à l'entrée du convertisseur. Celui-ci est commandé à partir de la carte de contrôle du système (voir chapitre 5). Une fois fermé, ce relais démarre l'onduleur.

#### **4.3.4 Circuit de commande du convertisseur CC/CC**

Le circuit de commande du convertisseur est principalement composé d'un contrôleur à modulation de largeur d'impulsion (MLI) et de deux pilotes. Dans un premier temps, deux tensions sont fournies au circuit de commande du convertisseur. En effet, la première tension envoyée au circuit de commande correspond à l'erreur entre la mesure de la tension de sortie du convertisseur et une consigne. La deuxième tension fournie est proportionnelle au courant de sortie du convertisseur et représente donc la valeur de ce dernier. Ces deux signaux de mesure sont isolés de la partie de puissance du projet puisque l'un traverse un optocoupleur et l'autre provient d'un transformateur de courant. De cette manière, il est possible d'assurer une certaine robustesse au système tout en évitant de transmettre au circuit de commande le bruit engendré par le circuit de puissance. Les mesures sont ensuite envoyées au contrôleur MLI



(UCC3895). Le rôle de ce dernier est de générer les signaux qui seront envoyés aux MOSFETS du convertisseur en fonction de la consigne choisie et de la tension mesurée. Ainsi, la tension du pont sera asservie. De plus, il s'assure de limiter le courant à la sortie du convertisseur à une valeur qui a été prédéfinie à l'aide d'un potentiomètre. Les deux pilotes, présents à la figure 29, sont utilisés en mode « bootstrap ». Cette configuration permet de commander les grilles des MOSFETS tout en s'assurant que les signaux des sources des MOSFETS de la partie supérieure du pont demeurent flottants.

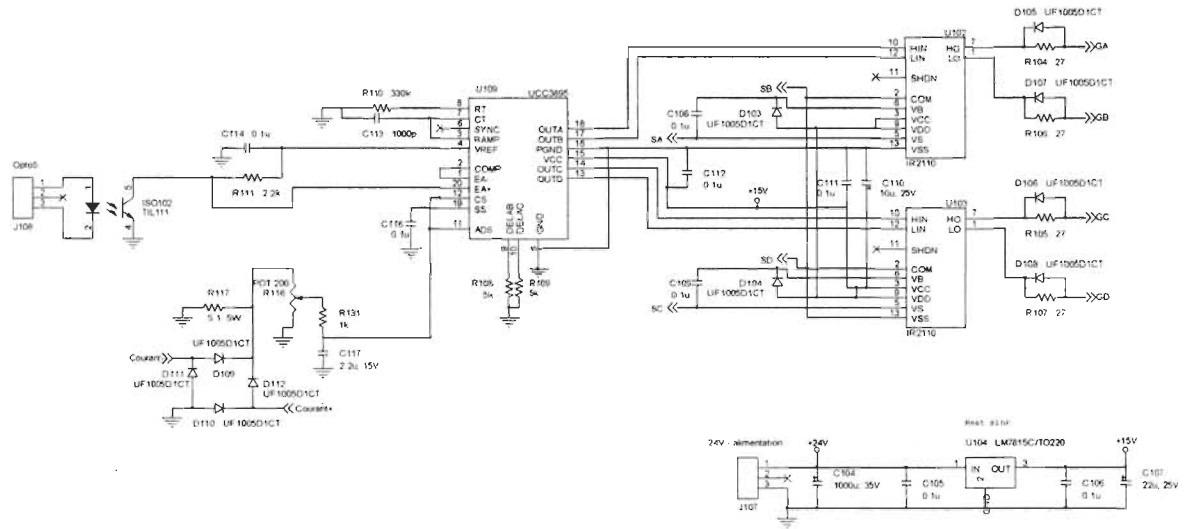
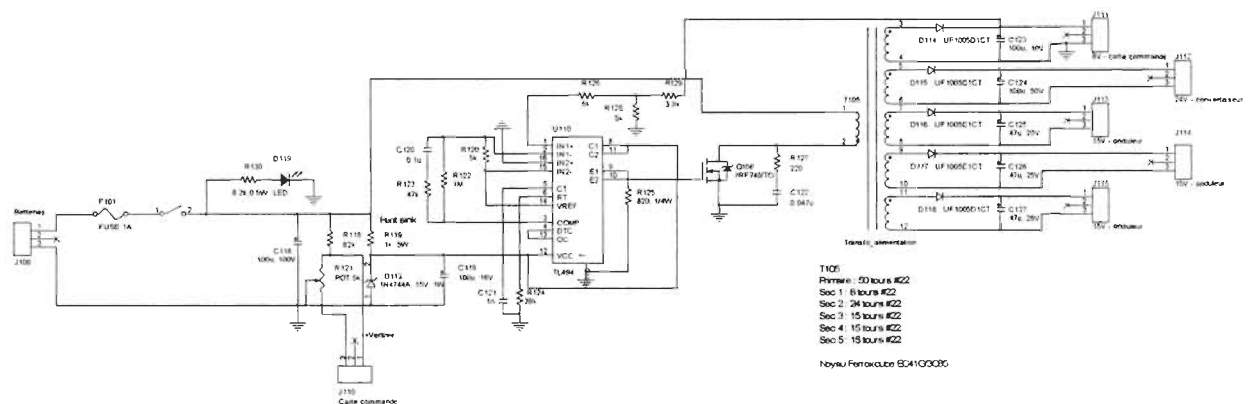


Figure 29 : Schéma électrique du circuit de commande du convertisseur CC/CC

#### 4.3.5 Bloc d'alimentation

Le bloc d'alimentation fournit la tension d'alimentation à toutes les cartes du système, soit à la carte de contrôle, au convertisseur CC/CC ainsi qu'au convertisseur CC/CA. Le bloc s'alimente à partir des batteries (48 V) du système à énergies renouvelables. Le coeur du bloc d'alimentation est un convertisseur CC/CC de topologie « flyback ». Ce convertisseur est muni d'un transformateur

possédant cinq enroulements secondaires. Chacun des enroulements crée une tension qui est dédiée à une carte. En effet, le premier enroulement secondaire produit une tension de 8 V nécessaire au fonctionnement de la carte de contrôle du système. Le deuxième enroulement génère une tension de 24 V utilisée pour alimenter le relais à l'entrée du convertisseur CC/CC. Finalement, les trois derniers enroulements fournissent les trois tensions d'alimentation de 15 V nécessaires aux pilotes des MOSFETS du convertisseur CC/CA. Tel que le montre la figure 30, un générateur MLI est également utilisé pour le bloc d'alimentation. Son rôle est d'asservir les tensions présentes aux secondaires du transformateur. Pour ce faire, un signal de rétroaction provenant du premier enroulement secondaire est envoyé au générateur MLI (TL494). Ce signal sera, par la suite, comparé à une tension de référence interne du composant. Le générateur MLI pourra ainsi réajuster la largeur de l'impulsion qui sera envoyée au MOSFET qui commande le primaire du transformateur de façon à conserver une tension stable au secondaire.



#### **4.4 Validation du fonctionnement de l'onduleur**

L'onduleur fabriqué offre deux modes de fonctionnement qui peuvent être sélectionnés par l'utilisateur de l'appareil. Le premier mode est le mode autonome. Dans cette configuration, l'onduleur doit alimenter une charge locale avec une tension alternative. L'amplitude de cette tension est asservie par la carte de contrôle de l'onduleur afin qu'elle demeure bien stable peu importe la nature de la charge. Le deuxième mode offert par l'onduleur est celui où il est interconnecté au réseau électrique. L'onduleur alimente donc la charge locale qui est raccordée au réseau. Dans ce mode, le système de protection contre l'îlotage est activé. Ainsi, la forme d'onde du courant de sortie de l'onduleur est légèrement modifiée par l'ajout de plateaux ou de troncatures qui accélèrent la détection de l'îlotage. De plus, le courant de sortie de l'onduleur est asservi afin de permettre le contrôle de la puissance envoyée au réseau électrique.

Les formes d'onde montrant le fonctionnement de l'onduleur dans chacun des modes ci-haut expliqués sont présentées aux figures 31 à 34.

##### **4.4.1 Mode autonome**

La figure 31 présente la tension de sortie de l'onduleur en mode autonome. Il est possible de constater que l'amplitude de la tension envoyée à la charge est bien d'environ 170 V<sub>crête</sub>. Il est à noter cependant que la fréquence de la tension est d'environ de 56,25 Hz au lieu de 60 Hz. Ce phénomène découle du fait que la fréquence de la tension de sortie de l'onduleur doit pouvoir osciller dans une

certaine plage d'opération (voir les explications détaillées au chapitre 5). En bref, la fréquence de ce cristal a été choisie de manière à pouvoir générer, en mode interconnecté, des formes d'onde qui possèdent une fréquence pouvant varier entre 56,25 Hz et 63,15 Hz. La fréquence des formes d'onde est déterminée à l'aide de la carte de contrôle puis ces dernières se synchronisent avec la tension du réseau. En mode autonome, dû à l'absence du réseau pour synchroniser les formes d'onde, la fréquence de la tension est automatiquement ajustée à la fréquence minimale donc à 56,25 Hz. Cette fréquence, bien que différente de 60 Hz, ne devrait pas affecter le fonctionnement des appareils qui seront raccordés à l'onduleur. Il est déjà prévu qu'une prochaine version du prototype de l'onduleur puisse fournir une tension de 60 Hz en mode autonome. Pour ce faire, un autre cristal sera ajouté au système. Ce dernier sera utilisé uniquement en mode autonome et il sera choisi de façon à ce que la tension au niveau de la charge locale puisse posséder une fréquence bien fixe à 60 Hz.

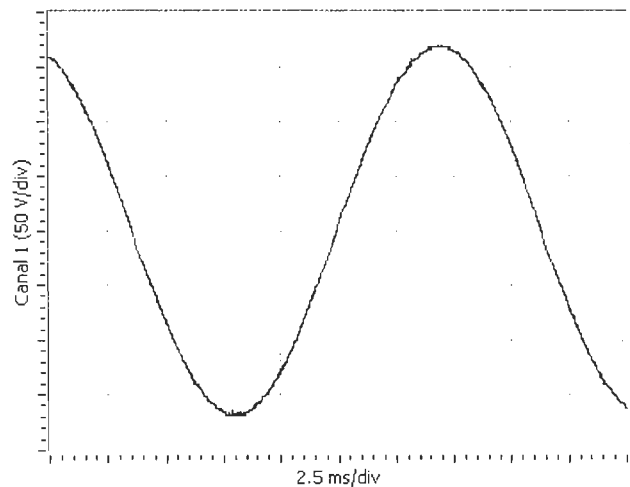


Figure 31 : Tension de sortie de l'onduleur en mode autonome

Un analyseur de puissance, conçu à l'aide du logiciel *Labview* de National Instruments par un étudiant de premier cycle lors d'un stage à l'IRH, permet d'évaluer la distorsion harmonique produite par l'onduleur. Pour des considérations pratiques, une charge résistive a été utilisée et le taux de distorsion totale d'harmoniques a été calculé à partir de la forme d'onde de la tension de sortie de l'onduleur. Ainsi, ce taux est de 1%, ce qui est largement en deçà de la limite de 5% imposée par les normes canadiennes et internationales.

#### **4.4.2 Mode interconnecté au réseau**

La figure 32 montre la tension du réseau et la tension de sortie de l'onduleur en mode interconnecté. Il est possible de constater que la tension de sortie de l'onduleur possède bien la même amplitude et la même fréquence que la tension du réseau. Cette synchronisation entre les deux tensions est requise avant la fermeture du relais permettant une connexion entre l'onduleur et le réseau en toute sécurité. Cette même figure montre également qu'il existe un déphasage entre ces deux tensions. Tel que mentionné précédemment, ce déphasage est induit par une inductance et il est nécessaire pour permettre le transfert d'énergie entre l'onduleur et le réseau électrique local.

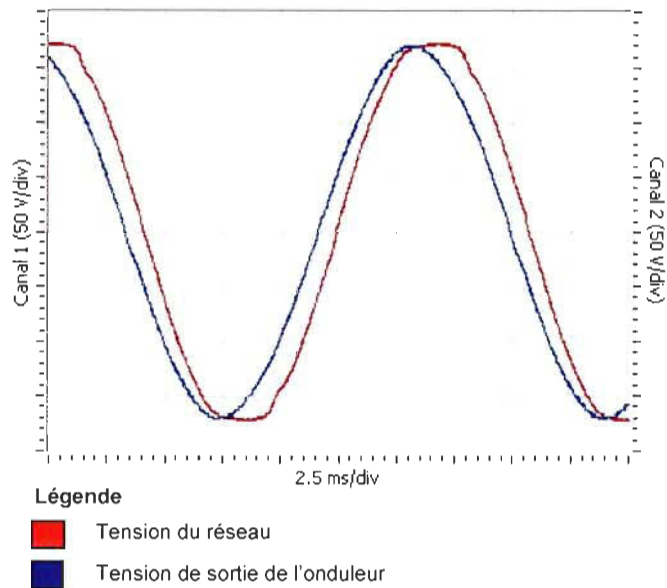


Figure 32 : Tension du réseau et tension à la sortie de l'onduleur en mode interconnecté

La figure 33 ainsi que la figure 34 présentent la tension mesurée aux bornes d'une charge locale résistive. Elles montrent également que l'onduleur est en mesure de fournir un courant possédant des plateaux ou des troncatures en mode interconnecté au réseau puisque la tension mesurée aux bornes de la charge présente des plateaux ou des troncatures.

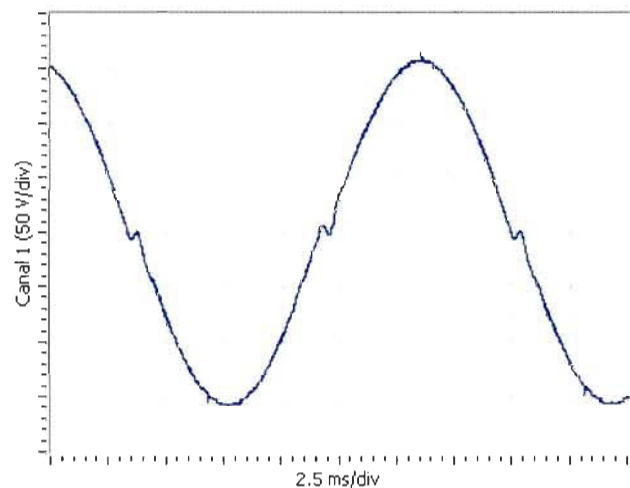


Figure 33 : Tension à la sortie de l'onduleur présentant des plateaux

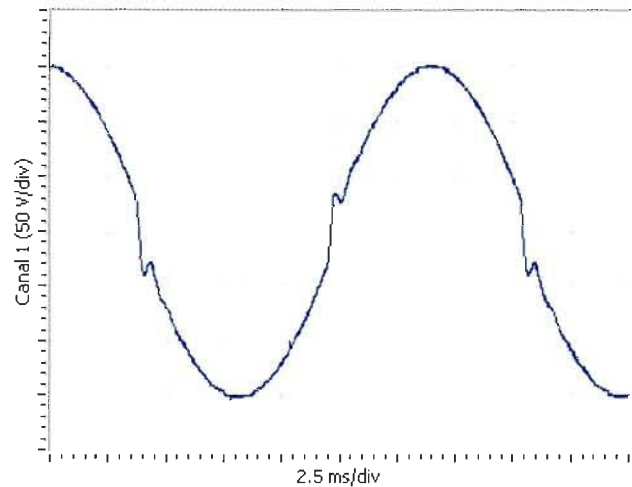


Figure 34 : Tension à la sortie de l'onduleur présentant des troncatures

Pour des considérations pratiques, une charge résistive a été utilisée et le taux de distorsion totale d'harmoniques a été calculé à partir de la forme d'onde de la tension de sortie de l'onduleur. Lorsque la tension de sortie de l'onduleur présente les plateaux les plus grands, le taux est de 4%. De même, lorsque la tension possède les troncatures les plus importantes, le taux est de 5%. Dans les deux cas, la norme en vigueur est respectée puisque le taux de distorsion totale d'harmoniques ne dépasse pas 5%. Il serait possible d'abaisser légèrement ce taux en modifiant les patrons contenus dans l'EPROM de façon à réduire quelque peu la grandeur des plateaux et des troncatures insérés dans la forme d'onde du courant de sortie de l'onduleur.

#### 4.5 Conclusion

L'onduleur commercial que possède l'IRH ne dispose pas la flexibilité requise pour effectuer les tests expérimentaux nécessaires à la validation du système de protection contre l'îlotage. Ainsi, un onduleur a été conçu et réalisé dans le cadre

de ce projet de recherche. Cet onduleur possède une puissance nominale de 1000 W et est muni, en plus des protections classiques, d'un système de protection contre l'îlotage formé des méthodes de détection *Under/Over Voltage and Under/Over Frequency*, *Sandia Voltage Frequency* et *Sandia Voltage Shift*. L'onduleur est également en mesure d'offrir deux modes de fonctionnement, soit un mode autonome et un mode interconnecté au réseau électrique, et de fournir une onde de sortie de qualité dans chacun de ces modes.

Les schémas électriques de chacune des parties de l'onduleur, soit le convertisseur CC/CA, le circuit de commande du convertisseur CC/CA, l'interface de connexion au réseau, le convertisseur CC/CC, le circuit de commande du convertisseur CC/CC et le bloc d'alimentation, ont été présentés puis leur fonctionnement a été expliqué en détail dans ce chapitre.

Finalement, la validation du fonctionnement expérimental de l'onduleur a été réalisée. Cette étape a permis de confirmer le bon fonctionnement de l'onduleur dans les deux modes, soit le mode autonome et le mode interconnecté au réseau. Il a été noté que la fréquence de la tension de l'onduleur en mode autonome est d'environ 56,25 Hz au lieu de 60 Hz. Ce phénomène découle du fait que la fréquence de la tension de sortie de l'onduleur doit pouvoir osciller dans une certaine plage d'opération. Cependant, cela ne devrait pas avoir de répercussions négatives sur le fonctionnement du système ou sur les charges qui y sont raccordées. Néanmoins, la prochaine version du prototype de



l'onduleur sera en mesure de fournir une tension ayant une fréquence de 60 Hz en mode autonome. Par ailleurs, les tests expérimentaux ont montré que l'onduleur, en mode interconnecté, peut fournir un courant de sortie possédant des plateaux ou des troncatures et que sa tension de sortie se synchronise bien avec celle du réseau, permettant ainsi une connexion sécuritaire au réseau.

## **Chapitre 5 : Conception d'une carte de contrôle pour un onduleur muni d'un système de détection d'îlotage**

La carte de contrôle de l'onduleur, conçue dans le cadre de ce projet, doit être en mesure de contrôler le convertisseur CC/CA, le convertisseur CC/CC, le système de protection contre l'îlotage, le système de connexion et déconnexion au réseau électrique, la communication avec l'utilisateur du système ainsi que de coordonner la prise et l'analyse des mesures. Toutes les méthodes et les stratégies utilisées au niveau de la carte de contrôle sont expliquées dans ce chapitre.

### **5.1 Cahier des charges**

Dans un premier temps, la commande de l'onduleur doit permettre à celui-ci de fonctionner dans deux modes distincts, soit en mode autonome et en mode interconnecté au réseau électrique local. En mode autonome, un asservissement de la tension aux bornes de la charge locale doit assurer le maintien de celle-ci à  $120 V_{\text{eff}}$ . En mode interconnecté au réseau, le courant de sortie de l'onduleur doit être asservi de manière à contrôler la puissance injectée sur le réseau.

Les algorithmes de contrôle doivent inclure des protections classiques contre les surtensions et les surintensités ainsi que les protections contre l'îlotage choisies. Tel que l'exige la méthode de détection d'îlotage *Sandia Frequency Shift*, les algorithmes doivent permettre de contrôler la fréquence du courant de sortie de l'onduleur en y ajoutant des plateaux ou des troncatures dans sa forme d'onde.

De même, les algorithmes reliés à la méthode de détection d'îlotage *Sandia Voltage Shift* doivent permettre de contrôler l'amplitude du courant de sortie de l'onduleur. Finalement, afin d'obtenir un temps minimal de réaction du système de protection, les mesures de l'amplitude et de la fréquence de la tension au point d'interconnexion doivent être prises au minimum à chaque cycle (1/60 s).

## **5.2 Implémentation de la carte de contrôle de l'onduleur**

La section suivante présente les divers circuits qui composent la carte de contrôle. Ces derniers constituent la base des stratégies de contrôle utilisées pour gérer toutes les parties de l'onduleur. Le rôle de chacun de ces circuits est expliqué en détail.

### **5.2.1 Circuit de génération des plateaux et des troncatures**

Les plateaux et les troncatures qui sont insérés dans la forme d'onde du courant de sortie de l'onduleur sont générés à l'aide d'une mémoire morte reprogrammable (EPROM). En effet, huit patrons d'onde sinusoïdale sont contenus dans l'EPROM. Chacun de ces patrons possède une fréquence différente qui se situe entre 56,25 Hz et 63,15 Hz.

Tel que le montre la figure 35, les sorties de l'EPROM sont raccordées à une bascule D qui fait passer en sortie les signaux présents à l'entrée et ce, à chaque coup d'horloge. Les broches de sortie de la bascule sont reliées à deux multiplexeurs. Les multiplexeurs ont pour rôle de faire passer en sortie l'onde

sinusoïdale qui aura été choisie à l'aide de leurs broches A et B ainsi que de la broche A15 de l'EPROM. Voici un tableau qui résume les différents patrons de formes d'onde de courant offerts par le système.

**Tableau 9 : Formes d'onde de courant avec plateaux ou troncatures offertes par le système**

EPROM A15	Multiplexeurs		Fréquence Hz	Plateaux ou troncatures
	B	A		
1	1	1	63,15	P
1	1	0	62,06	P
1	0	1	61,01	P
1	0	0	60,00	---
0	1	1	59,01	T
0	1	0	58,06	T
0	0	1	57,14	T
0	0	0	56,25	T

Tel que l'indique le tableau 9, les formes d'onde ayant une fréquence inférieure à 60 Hz possèdent des troncatures et celles ayant une fréquence supérieure à 60 Hz possèdent des plateaux. La génération des plateaux et des troncatures dans les formes d'onde sinusoïdales comprises dans l'EPROM s'effectue par un signal carré qui est synchronisé sur la tension du réseau local. Ce signal agit de façon à réinitialiser l'onde sinusoïdale provenant de l'EPROM. En effet, lorsque le patron de l'onde sinusoïdale choisi possède une fréquence plus basse que celle du réseau, le signal de réinitialisation surviendra avant la fin du demi-cycle de l'onde du patron ce qui créera une troncature dans l'onde puisque celle-ci est contrainte à débiter un nouveau demi-cycle. À l'inverse, si l'onde sinusoïdale du patron choisi possède une fréquence plus élevée que celle du réseau, elle terminera son demi-cycle avant l'arrivée du signal de réinitialisation. L'onde

demeurera donc à zéro tant qu'elle ne sera pas réinitialisée par le signal. Ainsi, un plateau sera créé dans l'onde.

Il est à noter que l'EPROM est balayé par des compteurs en cascade dont les horloges sont reliées à un cristal de 3,6864 MHz, tel que montré la figure 35.

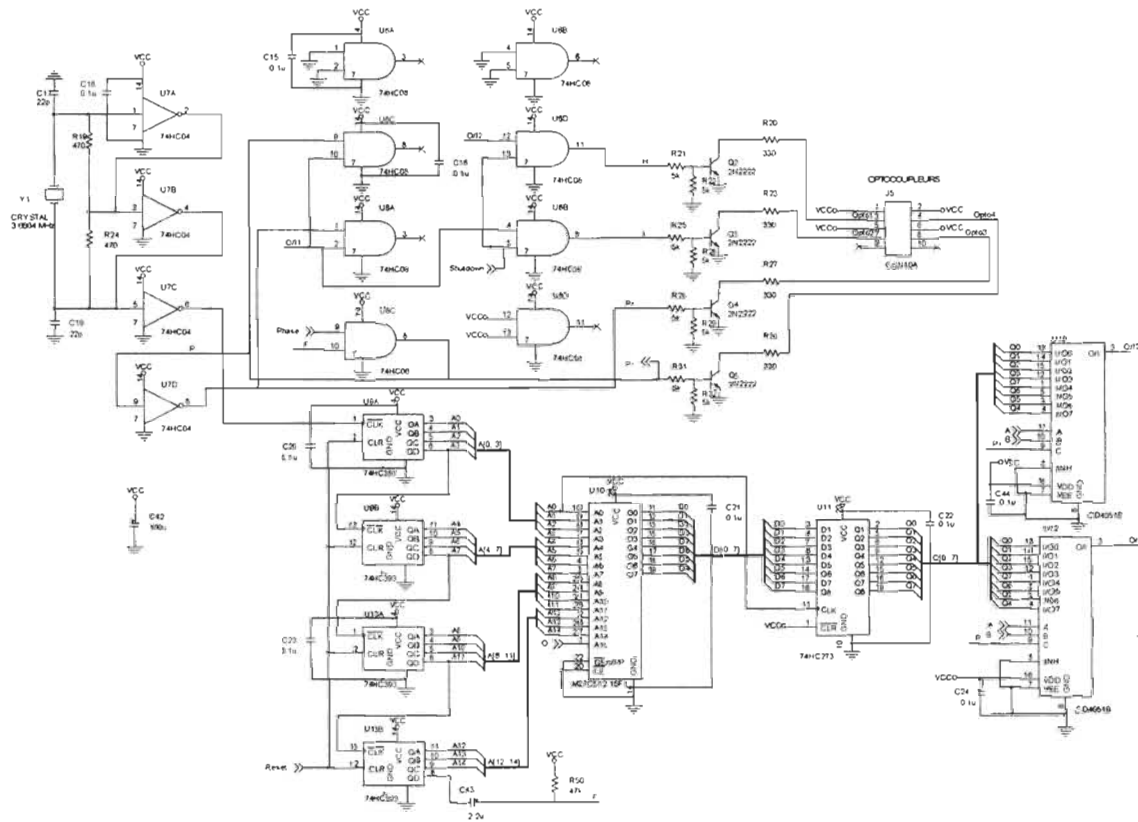


Figure 35 : Schéma électrique du circuit de génération des plateaux et des troncatures

Les composants et les transistors représentés dans la partie supérieure de la figure précédente servent à générer les signaux qui contrôlent les MOSFETS de l'onduleur.

## 5.2.2 Circuit de mesure du courant et de la tension de sortie de l'onduleur

La figure 36 présente, dans la partie supérieure gauche, le circuit servant à mesurer l'amplitude de la crête du courant à la sortie de l'onduleur. Le signal d'entrée de ce circuit provient d'un transformateur de courant placé à la sortie de l'onduleur. Cette tension passe dans un amplificateur différentiel qui permet de rejeter le bruit commun aux deux entrées. Ensuite, le signal traverse un détecteur de crête. Un signal carré, désigné « zéro » sur la figure, fait commuter un transistor qui permet de décharger le condensateur à la sortie du détecteur de crête. Ainsi, une nouvelle mesure peut être prise à chaque cycle. Finalement, la mesure représentant le courant crête passe à travers un amplificateur suiveur, afin d'assurer une bonne adaptation d'impédance, puis elle est envoyée à l'unité de traitement (PIC 18F242).

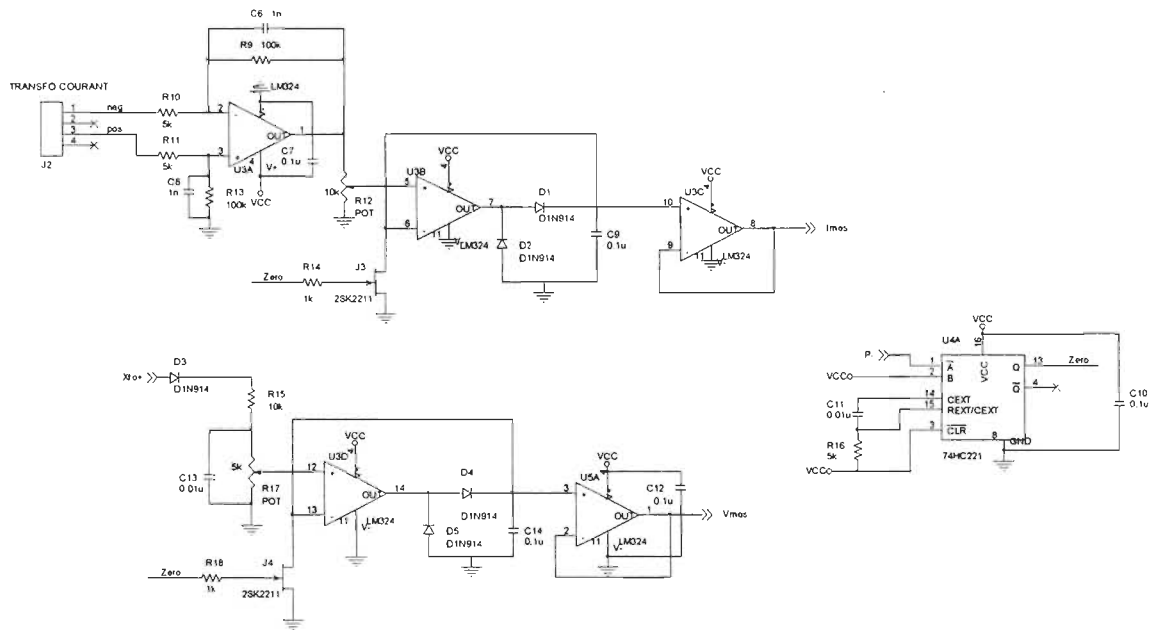


Figure 36 : Schéma électrique du circuit de mesure du courant et de la tension de sortie de l'onduleur

Un circuit similaire au précédent est utilisé pour mesurer la tension de sortie de l'onduleur. La tension d'entrée du circuit provient d'un transformateur (12,6 V – 0V – 12,6V) à prise médiane. Comme précédemment, la tension passe par un détecteur de crête puis par un amplificateur suiveur et finalement elle est envoyée à l'unité de traitement.

### **5.2.3 Circuit de synchronisation avec le réseau électrique local**

La synchronisation de la tension de sortie de l'onduleur avec celle du réseau s'effectue uniquement de façon matérielle. Ainsi, dès que le système est en contact avec la tension du réseau, il se synchronise sur celle-ci immédiatement. La figure 37 montre le circuit qui effectue cette tâche. Deux signaux importants sont générés à partir de la tension du réseau. En effet, le premier signal est une onde carrée synchronisée sur la tension présente au point d'interconnexion et qui permet de calculer, à l'aide d'un compteur intégré à l'unité de traitement, la fréquence de cette tension à chaque cycle. À partir de ce signal, un deuxième signal est créé. Ce dernier est nommé « Reset » et il présente une impulsion à chaque demi-cycle. Ainsi, il sert à réinitialiser les compteurs balayant l'EPROM à chaque demi-cycle, ce qui permettra au courant de sortie de l'onduleur de demeurer en phase avec la tension du réseau. À partir de la tension mesurée au point d'interconnexion, un autre signal carré binaire appelé « Phase » est également créé. Ce dernier indique si la tension au point d'interconnexion est dans son alternance positive ou négative.

Tel que mentionné au chapitre 4, il est nécessaire de créer un déphasage entre la tension de l'onduleur et la tension du réseau pour transférer de la puissance sur le réseau. Ce léger déphasage est contrôlé à partir d'un potentiomètre numérique (X9315) et il permet de faire varier l'amplitude du courant envoyé sur le réseau par l'onduleur.

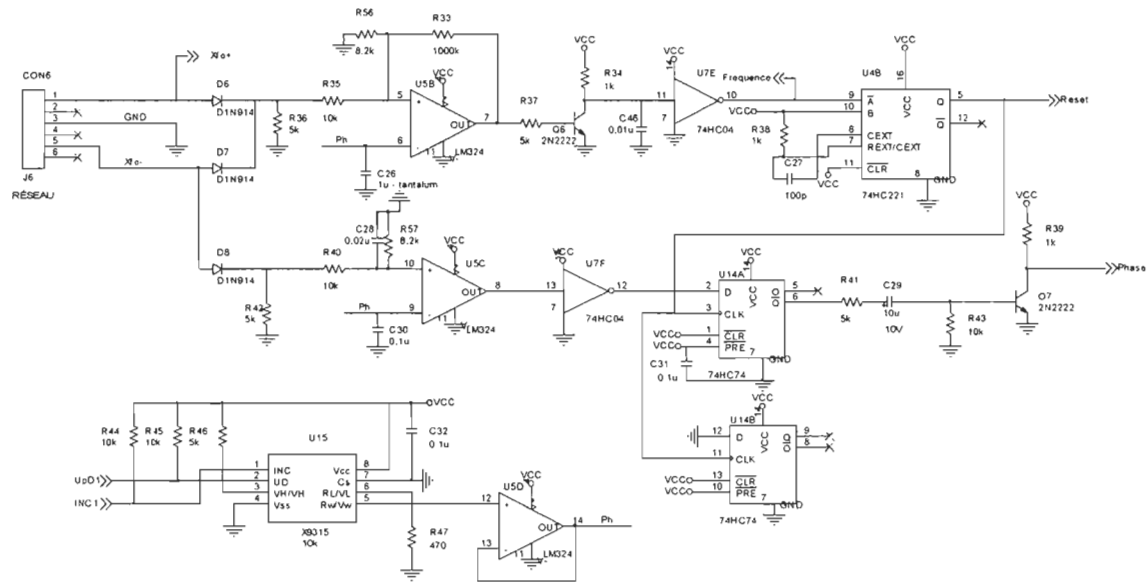


Figure 37 : Schéma électrique du circuit de contrôle de la phase du courant de sortie de l'onduleur

### 5.2.4 Circuit de contrôle de l'amplitude de la tension de sortie de l'onduleur

Ce circuit utilise la mesure de la tension redressée provenant du transformateur à la sortie de l'onduleur. Tel qu'expliqué au chapitre 4, cette mesure se situe autour de 17 V et elle correspond à une tension à la sortie de l'onduleur d'environ 170 V d'amplitude. Ce signal de mesure passe ensuite par un amplificateur suiveur afin d'assurer une bonne adaptation d'impédance puis il est envoyé à l'unité de traitement (figure 38). Ce même signal de mesure est également envoyé à un autre amplificateur qui le compare à une consigne choisie par l'unité



de traitement via un potentiomètre numérique. L'erreur entre ces deux signaux est ensuite envoyée, via un optocoupleur, au circuit de commande du convertisseur CC/CC qui pourra ajuster la tension fournie par le convertisseur afin d'obtenir la tension désirée à la sortie de l'onduleur.

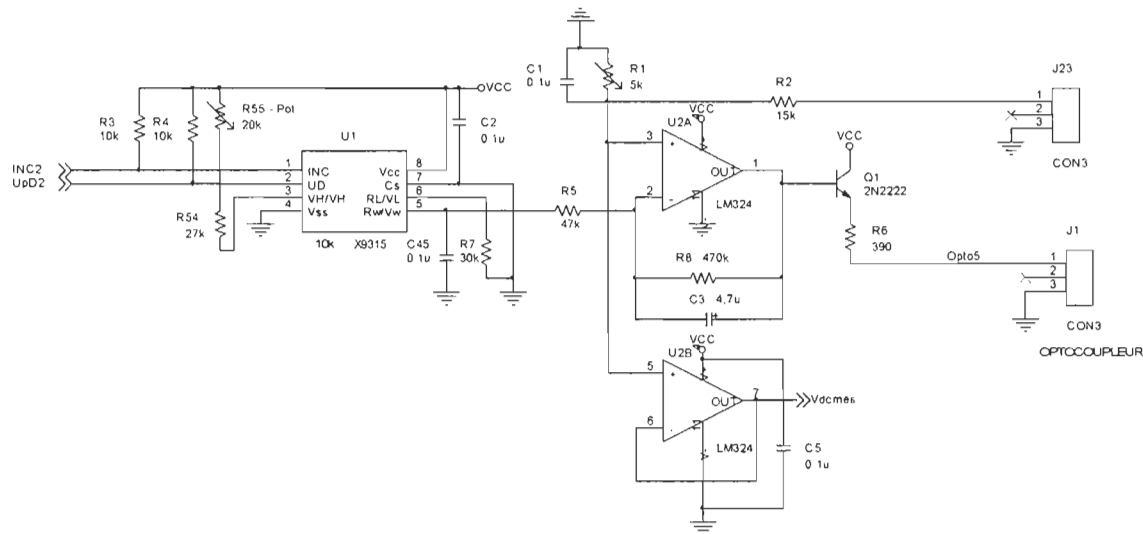


Figure 38 : Schéma électrique du circuit de contrôle de l'amplitude de la tension de sortie de l'onduleur

### 5.2.5 Circuit de l'unité centrale de traitement

L'unité centrale de traitement choisie pour la carte de contrôle est un PIC18F242 de Microchip. Ce composant possède des caractéristiques, énumérées dans le tableau 10, qui satisfont amplement les besoins du projet.

### Tableau 10 : Caractéristiques principales du PIC18F242

Mémoire Flash	16 Ko
Mémoire RAM	768 o
Fréquence d'opération	40 MHz (10 MIPS)
Broches d'interruption externe	INT0, INT1, INT2
Compteurs internes	Timer0, Timer1, Timer2, Timer3
Convertisseur A/N	10 bits

La figure 39 montre le circuit de l'unité centrale de traitement. Le tableau 11 définit, plus en détail, le rôle de chacune des broches du PIC18F242.

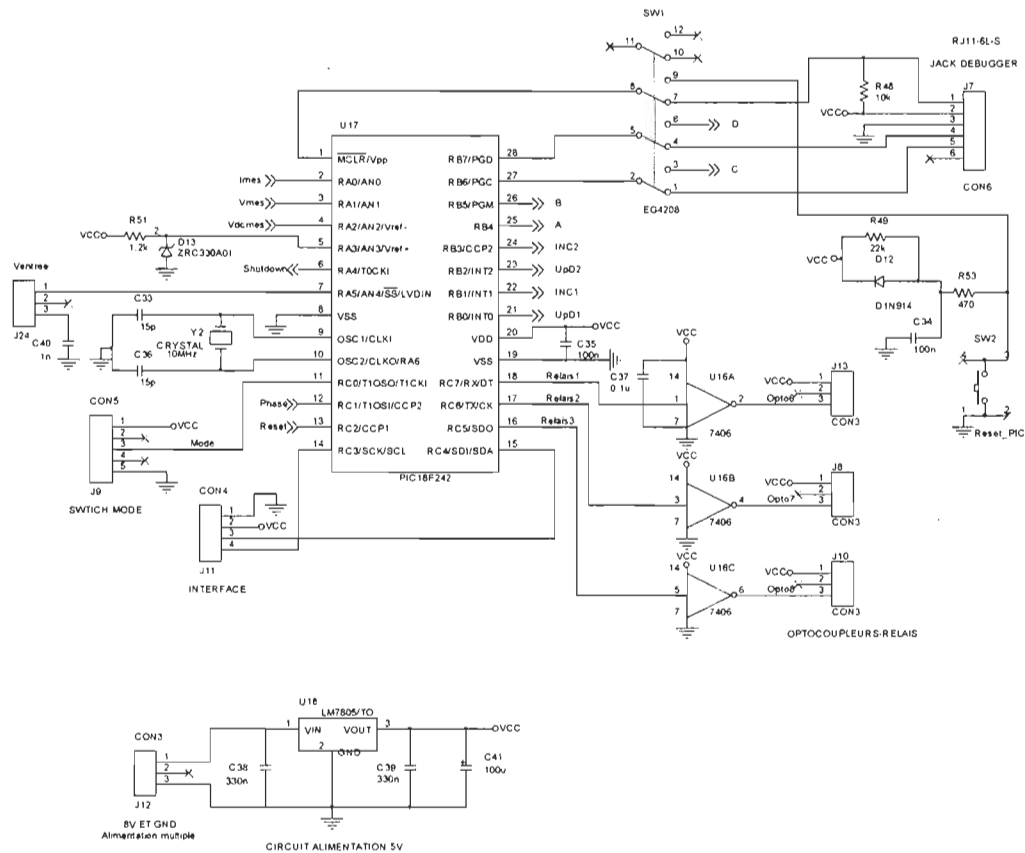


Figure 39 : Schéma électrique du circuit de l'unité centrale de traitement (PIC18F242)

Il est également possible de voir sur le schéma électrique précédent un petit circuit d'alimentation. Ce dernier reçoit une tension de 8 V provenant du bloc d'alimentation et transforme celle-ci en une tension de 5 V à l'aide d'un régulateur. La tension ainsi créée pourra alimenter la carte de contrôle de l'onduleur.

**Tableau 11 : Utilisation faite de chacune des broches du PIC18F242**

Broches	Fonctions	Broches	Fonctions
1	Communication MPLab ICD2 / Reset	15	Communication avec l'interface utilisateur
2	Mesure du courant au point d'interconnexion	16	Contrôle du relais #3
3	Mesure de la tension au point d'interconnexion	17	Contrôle du relais #2
4	Mesure de la tension de sortie de l'onduleur	18	Contrôle du relais #1
5	Tension de référence (3,3V)	19	Masse
6	Arrêt logiciel	20	Alimentation
7	Mesure de la tension d'entrée de l'onduleur	21	Contrôle du potentiomètre numérique #1 (direction)
8	Masse	22	Contrôle du potentiomètre numérique #1 (incrémentement)
9	Oscillateur	23	Contrôle du potentiomètre numérique #2 (direction)
10	Oscillateur	24	Contrôle du potentiomètre numérique #2 (incrémentement)
11	Interrupteur externe	25	Communication MPLab ICD2 / Signal A pour choix du patron
12	Signal interne « Phase »	26	Communication MPLab ICD2 / Signal B pour choix du patron
13	Signal interne « Reset »	27	Communication MPLab ICD2 / Signal C pour choix du patron
14	Communication avec l'interface utilisateur	28	Communication MPLab ICD2 / Signal D pour choix du patron

### 5.3 Algorithmes intégrés à la carte de contrôle

Le fonctionnement général des algorithmes utilisés autant pour commander l'onduleur lui-même que pour protéger le système contre l'îlotage est décrit dans cette section. Les algorithmes détaillés sont présentés sous forme de schéma bloc à l'annexe C et le code du programme est joint au document à l'annexe D.

#### 5.3.1 Initialisation du système

Par mesure de sécurité, les relais d'entrée et de sortie de l'onduleur sont initialisés à l'état ouvert. Les potentiomètres numériques contrôlant le déphasage

du courant de sortie de l'onduleur et l'amplitude de la tension de sortie de l'onduleur sont placés au minimum. Le patron possédant les plateaux minimum est appliqué à la forme d'onde de sortie. Une vérification de la tension d'entrée de l'onduleur, provenant des batteries du système à énergies renouvelables, est réalisée. Si cette tension ne se situe pas dans une plage prédéfinie, une erreur est signalée à l'utilisateur du système. Ainsi, l'onduleur ne pourra pas être démarré dans ces conditions.

### **5.3.2 Commande de l'onduleur en mode autonome**

Dans cette configuration, si le réseau est présent à la sortie de l'onduleur, une erreur est immédiatement signalée à l'utilisateur et l'onduleur ne pourra pas démarrer. Par contre, si le réseau n'est pas raccordé à la sortie de l'onduleur, le relais d'entrée de l'onduleur sera fermé, la consigne de tension sera ajustée à  $120 V_{\text{eff}}$  et le système d'arrêt logiciel sera désactivé ce qui entraînera le démarrage de l'onduleur. Par la suite, la tension à l'entrée de l'onduleur sera encore une fois vérifiée et si elle est inadéquate, une erreur sera signalée à l'utilisateur et l'onduleur sera arrêté de façon sécuritaire. Dans le cas où la tension à l'entrée se situe dans la plage voulue, la tension à la sortie de l'onduleur sera mesurée et cette dernière sera asservie à l'aide d'une boucle de contrôle PI. La charge locale sera alors alimentée par une source de tension fixe de  $120 V_{\text{eff}}$ .

### 5.3.3 Commande de l'onduleur en mode interconnecté au réseau

Dans cette configuration, si le réseau est absent à la sortie de l'onduleur, une erreur est immédiatement signalée à l'utilisateur et l'onduleur ne pourra pas démarrer. Dans le cas où le réseau est présent et qu'il se maintient à environ  $120 V_{eff}$ , la consigne de courant (déphasage) sera ajustée au minimum à l'aide du potentiomètre numérique, le relais d'entrée de l'onduleur sera fermé et le système d'arrêt logiciel sera désactivé ce qui entraînera le démarrage de l'onduleur. Une nouvelle vérification de la tension à l'entrée sera effectuée et si celle-ci est inadéquate, l'onduleur sera arrêté de façon sécuritaire. Par contre, si la tension à l'entrée se situe dans la plage acceptable, la tension à la sortie de l'onduleur sera mesurée et placée à la même amplitude que la tension du réseau à l'aide d'une boucle d'asservissement PI. Dès que les amplitudes des deux tensions sont quasi-équivalentes et que le déphasage entre celles-ci est minimal, le relais de sortie de l'onduleur peut être fermé. L'onduleur sera alors raccordé au réseau électrique local. L'utilisateur peut ensuite envoyer, via une interface, une commande à l'onduleur indiquant la puissance qu'il désire transférer au réseau. Ainsi, le courant injecté sur le réseau sera contrôlé à l'aide d'une boucle d'asservissement PI qui agira sur le déphasage entre la tension de sortie de l'onduleur et celle du réseau à l'aide d'un potentiomètre numérique. Il est à noter que, en mode interconnecté au réseau électrique, les protections contre l'îlotage sont automatiquement activées.

### 5.3.4 Protections contre l'îlotage

Afin permettre d'obtenir des délais de déconnexion les plus courts possible, les mesures nécessaires au fonctionnement des méthodes de détection d'îlotage seront réalisées à chaque cycle, soit au 1/60 s. Pour ce faire, le signal « Phase » qui possède une période de 1/60 s sera utilisé pour coordonner la prise de ces mesures.

Les équations régissant le fonctionnement des méthodes de détection d'îlotage choisies, soit les méthodes *Under/Over Voltage and Under/Over Frequency*, *Sandia Frequency Shift* et *Sandia Voltage Shift*, ont été présentées au chapitre 2. Ces équations ont été implantées de façon intégrale dans l'unité de traitement de la carte de contrôle de l'onduleur. L'ajustement des gains  $K_V$  et  $K_F$  que renferment les méthodes s'effectuera de façon manuelle afin qu'en pratique, le système puisse réagir assez rapidement sans pourtant devenir trop sensible. Une fois le traitement des algorithmes de détection d'îlotage réalisé, la carte de contrôle agira sur le système afin de le perturber. En effet, la carte peut commander un potentiomètre numérique pour abaisser la tension à la sortie de l'onduleur en fonction des calculs reliés à la méthode SVS ou encore, elle peut sélectionner un patron de plateaux ou de troncatures à insérer dans la forme d'onde du courant de sortie de l'onduleur de façon à modifier sa fréquence en fonction des calculs reliés à la méthode SFS.

Afin de s'assurer de respecter les délais de déconnexion prévus par la norme canadienne C22.2 No. 107.1-01 (voir le tableau 4 au chapitre 2) tout en évitant

de créer des déconnexions non désirées, une stratégie a été employée au niveau des algorithmes de protection contre l'îlotage. En effet, tel que le montre le tableau 12, des délais légèrement inférieurs à ceux imposés par la norme seront utilisés pour gérer le système.

**Tableau 12 : Délais maximums de fonctionnement alloués à l'onduleur par les algorithmes de contrôle**

<b>Fréquence au point d'interconnexion (Hz)</b>	<b>Délais maximum (cycles)</b>
> 63,0	1
> 60,5	5
< 59,5	5
< 57,0	1
<b>Tension au point d'interconnexion (<math>V_{eff}</math>)</b>	<b>Délais maximum (cycles)</b>
> 145	1
> 132	100
< 110	100
< 60	5
< 30	1

En pratique, des compteurs plus ou moins rapides seront utilisés pour calculer le temps écoulé (nombre de cycles) depuis l'apparition d'une condition anormale de fonctionnement au point d'interconnexion. Chaque compteur possède un nombre d'incréments précis qui correspond au nombre de cycles alloués pour déconnecter l'onduleur dans diverses situations (voir tableau 12). Ainsi, les compteurs débordront plus rapidement dans les situations les plus critiques et, par opposition, prendront plus de temps avant d'atteindre leur valeur maximale lors de situation marginalement anormale. Cette façon de procéder permet d'éviter de générer des déconnexions non désirées lorsque les conditions fluctuent légèrement. Lorsqu'une situation anormale persiste, le compteur

s'incrémente à chaque cycle jusqu'à ce qu'il atteigne son maximum. À cet instant, l'interrupteur commandé s'ouvre automatiquement pour déconnecter l'onduleur du réseau. Si, par contre, une situation anormale est intermittente, alors le compteur s'incrémente lorsque la tension et/ou la fréquence au point d'interconnexion dépassent les limites prédéfinies et il se décrémente lorsque ces mêmes grandeurs reviennent dans une plage acceptable.

#### **5.4 Conclusion**

La carte de contrôle qui a été développée gère le fonctionnement de l'onduleur en entier. En effet, elle renferme les algorithmes reliés au fonctionnement de l'onduleur en mode autonome et en mode interconnecté au réseau, au système de protection contre l'îlotage, à la connexion de l'onduleur au réseau, à la communication avec l'utilisateur ainsi qu'à l'analyse des mesures réalisées. Il est à noter qu'une attention particulière a été portée à l'élaboration des algorithmes de protection contre l'îlotage afin de s'assurer qu'ils respectent les normes en vigueur concernant les délais de déconnexion.

La carte de contrôle est également munie de circuits importants qui constituent la base des stratégies utilisées pour gérer l'onduleur. En effet, elle compte un circuit permettant la génération des plateaux ou des troncatures dans les formes d'onde de courant, un circuit mesurant le courant et la tension de sortie de l'onduleur, un circuit responsable de la synchronisation de la tension de sortie de l'onduleur avec celle du réseau ainsi qu'un autre permettant de contrôler l'amplitude de la



tension de sortie de l'onduleur. Le bon fonctionnement de chacun de ces circuits a été validé expérimentalement.

## Chapitre 6 : Résultats expérimentaux et discussion

### 6.1 Contexte expérimental

La figure 40 montre un schéma du banc de test qui a été utilisé pour valider le comportement de l'onduleur. Dans le but de faciliter les manipulations, une source de tension continue de 50 V a été utilisée pour alimenter l'onduleur à l'entrée. Les charges utilisées pour les tests sont des boîtes à interrupteurs renfermant des résistances, des bobines et des condensateurs raccordés en parallèle. Ainsi, il est possible de choisir les valeurs des composants en activant les interrupteurs des boîtes et en raccordant celles-ci en série ou en parallèle. Le relais présent sur la figure fait déjà partie du prototype de l'onduleur et il est activé à l'aide de la carte de contrôle. Un gros relais mécanique a été utilisé comme sectionneur pour connecter et déconnecter le réseau électrique du système. Ce relais est contrôlé à distance par un ordinateur à l'aide d'une application *Labview* développée à l'IRH.

Afin d'accroître la sécurité lors des tests, un transformateur d'isolation a été placé entre le réseau électrique et l'onduleur. Ce transformateur permettant une puissance maximale de 600 VA, la puissance nominale de l'onduleur sera considérée comme étant de 500 W pour les tests suivants. Il est à noter qu'un ventilateur présentant une impédance de  $666 \Omega$  est connecté à la sortie de l'onduleur. Cette impédance se trouve donc à être reliée en parallèle avec la charge locale. Ainsi, l'impédance du ventilateur sera considérée dans les calculs déterminant la valeur des composants de la charge locale à utiliser lors des tests.

Les gains,  $K_F$  et  $K_V$ , présents dans les algorithmes des méthodes de détection d'îlotage *Sandia Frequency Shift* et *Sandia Voltage Shift* ont été choisis expérimentalement de façon à ce que les méthodes puissent détecter rapidement les situations d'îlotage sans pour autant causer des déconnexions non désirées du système. Ainsi, le gain  $K_F$  est approximativement égal à 1,70 %/Hz et le gain  $K_V$  vaut 0,05 A/V.

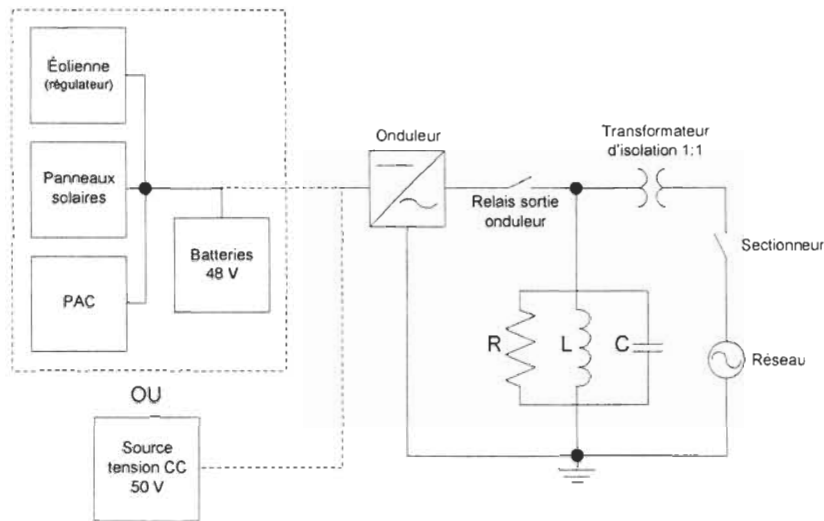


Figure 40 : Configuration du banc de test

## 6.2 Procédure de tests

Selon le standard canadien CSA C22.2 No. 107.1-01, une procédure doit être suivie pour tester le fonctionnement d'un onduleur. Cette procédure permet, dans un premier temps, de tester le comportement de l'onduleur lorsque survient une situation d'îlotage. Par la suite, elle présente plusieurs tests permettant d'analyser le comportement de l'appareil lorsque la valeur de l'amplitude de la tension ou de la fréquence du réseau électrique sort des plages permises. Ces tests permettent de constater si l'onduleur est en mesure de se déconnecter du

réseau dans un délai respectant les normes canadiennes. Voici, plus en détail, les différentes étapes de la procédure de tests.

### 6.2.1 Procédure de tests des protections contre l'îlotage

Lors de ces tests, la tension et la fréquence du réseau sont maintenues à leurs valeurs nominales soient respectivement 120 V et 60 Hz. Les paramètres du circuit de test sont ajustés de la façon suivante :

1. Ajuster la composante résistive  $R$  pour que la puissance de charge soit égale à 25% de la puissance nominale.
2. Ajuster la composante inductive  $L$  pour que la puissance réactive de charge soit égale à 2,5 fois la puissance réelle consommée par  $R$ .
3. Ajuster la composante capacitive  $C$  pour que la puissance réactive consommée au point de mesure soit égale à  $0 \pm 1\%$  de la puissance réelle consommée par la charge.
4. Ajuster la puissance d'entrée en courant continu pour que la puissance réelle au point de mesure soit égale à  $0 \pm 1\%$  de la puissance réelle consommée par la charge.
5. Ouvrir le sectionneur déconnectant le réseau électrique. **L'onduleur doit cesser de fournir de la puissance à la charge en 2 secondes au maximum.**
6. Reprendre le test pour les niveaux 50 et 100% de la puissance nominale de l'onduleur.

### 6.2.2 Procédure de tests des protections contre les variations de la tension du réseau électrique

Lors de ces tests, la fréquence du réseau est maintenue à sa valeur nominale (60 Hz). Le fonctionnement de l'onduleur à sa puissance nominale n'est pas obligatoire.

1. Ajuster la tension du réseau telle que  $0,5V_n < V < 0,88V_n$ .
2. Mesurer le temps de déconnexion de l'onduleur. **Le temps de déconnexion doit être inférieur à 120 cycles (2 secondes).**
3. Ajuster la tension du réseau telle que  $1,1V_n < V < 1,37V_n$ .
4. Mesurer le temps de déconnexion de l'onduleur. **Le temps de déconnexion doit être inférieur à 120 cycles (2 secondes).**
5. Ajuster la tension du réseau telle que  $V < 0,5V_n$ .
6. Mesurer le temps de déconnexion de l'onduleur. **Le temps de déconnexion doit être inférieur à 6 cycles (0,1 seconde).**
7. Ajuster la tension du réseau telle que  $V > 1,37V_n$ .
8. Mesurer le temps de déconnexion de l'onduleur. **Le temps de déconnexion doit être inférieur à 2 cycles (0,033 seconde).**

### 6.2.3 Procédure de tests des protections contre les variations de la fréquence du réseau électrique

Lors de ces tests, la tension du réseau est maintenue à sa valeur nominale (120 V). Le fonctionnement de l'onduleur à sa puissance nominale n'est pas obligatoire.

1. Ajuster la fréquence du réseau telle que  $f < 59,5$  Hz.
2. Mesurer le temps de déconnexion de l'onduleur. **Le temps de déconnexion doit être inférieur à 6 cycles (0,1 seconde).**
3. Ajuster la fréquence du réseau telle que  $f > 60,5$  Hz.
4. Mesurer le temps de déconnexion de l'onduleur. **Le temps de déconnexion doit être inférieur à 6 cycles (0,1 seconde).**

### ***6.3 Validation du fonctionnement de l'onduleur selon la procédure de tests***

Tel que le spécifie le standard canadien CSA C22.2 No. 107.1-01, la validation du fonctionnement de l'onduleur s'effectuera en trois étapes. En effet, les tests permettront, dans un premier temps, d'analyser le fonctionnement de l'onduleur en situation d'îlotage puis ils vérifieront le comportement de l'onduleur lorsque des variations de la tension ou de la fréquence du réseau surviennent.

#### **6.3.1 Protections contre l'îlotage**

Le premier test doit s'effectuer à 25% de la puissance nominale de l'onduleur, soit à 125 W. À partir de cette information, la valeur charge RLC raccordée au point d'interconnexion peut être calculée en suivant la méthode indiquée dans la procédure de tests. Le tableau 13 présente les valeurs des composants de la charge choisies en fonction des calculs réalisés et du matériel disponible.

**Tableau 13 : Valeurs des composants de la charge utilisées pour le test à 25% de la puissance nominale de l'onduleur**

Valeurs calculées								
P	125	W	$Q_L$	312,5	Vars	$Q_C$	187,5	Vars
R	115,2	$\Omega$	I	2,60	A	I	1,5625	A
$R_{CH}$	139,3	$\Omega$	$X_L$	46,08	$\Omega$	$X_C$	76,8	$\Omega$
I	1,04	A	L	1,22E-01	H	C	3,45E-05	F
Valeurs utilisées								
$R_{CH}$	140	$\Omega$	$X_L$	48	$\Omega$	$X_C$	78	$\Omega$

La figure 41 présente les formes d'onde de tension et de courant à la sortie de l'onduleur avant et après la déconnexion du réseau électrique. Il est à noter que l'amplitude du courant a été multipliée par 10 afin de faciliter la lecture de la figure et que la forme d'onde du courant a été altérée par du bruit capté lors de la prise des mesures, par la pince ampèremétrique. La figure montre que l'onduleur met environ 5,5 cycles à se déconnecter (pour une définition du temps de déconnexion, voir les normes au chapitre 2). Ce temps de déconnexion est largement en deçà de celui imposé par les normes canadiennes qui est de 120 cycles (2 secondes). Il est également possible de constater que, une fois le réseau électrique déconnecté, l'amplitude de la tension à la sortie de l'onduleur diminue aux alentours de  $94 V_{eff}$ . Ce phénomène est dû à la méthode de détection d'ilotage *Sandia Voltage Shift* qui tente de perturber la tension au point d'interconnexion en abaissant le courant de sortie de l'onduleur (voir chapitre 2). Lorsque le réseau se déconnecte cette perturbation apparaît donc au point d'interconnexion et accélère la détection de l'ilotage. Selon les algorithmes de contrôle, puisque la tension se trouve entre  $60 V_{eff}$  et  $110 V_{eff}$ , elle doit se maintenir ainsi pendant 100 cycles avant que l'onduleur se déconnecte. Étant

donné que l'onduleur s'est déconnecté dans un délai d'environ 5,5 cycles, la chute de tension imposée par la méthode *Sandia Voltage Shift* n'est pas à l'origine de l'ouverture de l'interrupteur commandé. En effet, en calculant la fréquence de chacun des cycles suivant la déconnexion du réseau, il est possible de constater que celle-ci se situe près de 62,5 Hz. Ainsi, étant donné que la fréquence se trouve entre 60,5 Hz et 63 Hz, l'onduleur attend que la situation persiste pendant 5 cycles puis il se déconnecte. L'augmentation de la fréquence due à la méthode *Sandia Frequency Shift* est donc responsable de la détection de l'îlotage.

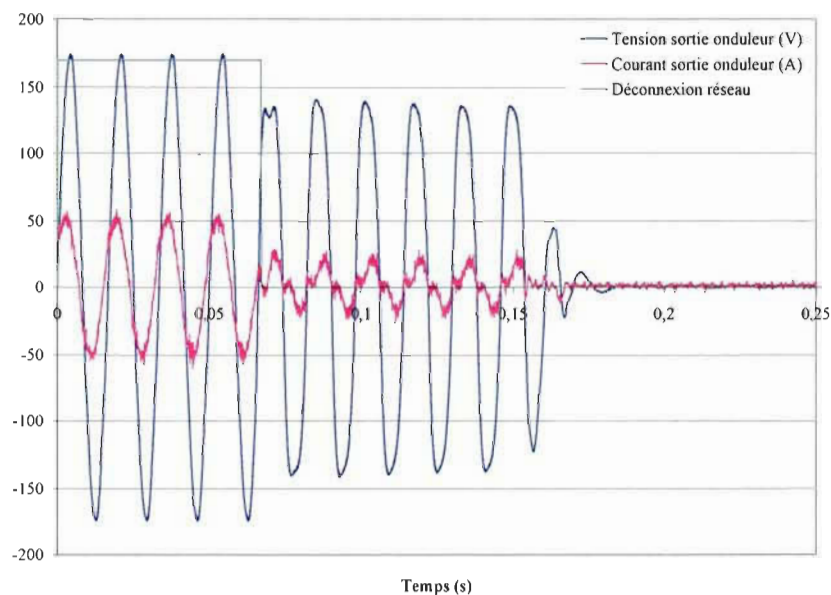


Figure 41 : Formes d'onde de sortie de l'onduleur lorsqu'une charge RLC ( $P = 125 \text{ W}$ ,  $Q_L = 312,5 \text{ Vars}$  et  $Q_C = 187,5 \text{ Vars}$ ) est utilisée

Le deuxième test doit s'effectuer à 50% de la puissance nominale de l'onduleur, soit à 250 W. À partir de cette information, la valeur de la charge RLC raccordée au point d'interconnexion peut être calculée en suivant la méthode indiquée dans



la procédure de tests. Le tableau 14 présente les valeurs des composants de la charge choisies en fonction des calculs réalisés et du matériel disponible.

**Tableau 14 : Valeurs des composants de la charge utilisées pour le test à 50% de la puissance nominale de l'onduleur**

Valeurs calculées								
P	250	W	$Q_L$	625	Vars	$Q_C$	375	Vars
R	57,60	$\Omega$	I	5,21	A	I	3,125	A
$R_{CH}$	63,1	$\Omega$	$X_L$	23,0	$\Omega$	$X_C$	38,4	$\Omega$
I	2,08	A	L	6,11E-02	H	C	6,91E-05	F
Valeurs utilisées								
$R_{CH}$	61,3	$\Omega$	$X_L$	24	$\Omega$	$X_C$	40	$\Omega$

La figure 42 présente les formes d'onde de tension et de courant à la sortie de l'onduleur avant et après la déconnexion du réseau électrique. Il est à noter que l'amplitude du courant a été multipliée par 10 afin de faciliter la lecture de la figure et que la forme d'onde du courant a été altérée par du bruit capté lors de la prise des mesures, par la pince ampèremétrique. La figure montre que l'onduleur met environ 6,5 cycles à se déconnecter. Ce temps de déconnexion est largement en deçà de celui imposé par les normes canadiennes qui est de 120 cycles (2 secondes). Comme lors du test précédent, il est possible de constater que, une fois le réseau électrique déconnecté, l'amplitude de la tension à la sortie de l'onduleur diminue aux alentours de  $93 V_{eff}$ . Ce phénomène est dû à la méthode de détection d'îlotage *Sandia Voltage Shift* qui tente de perturber la tension au point d'interconnexion en abaissant le courant de sortie de l'onduleur (voir chapitre 2). Lorsque le réseau se déconnecte cette perturbation apparaît donc au point d'interconnexion et accélère la détection de l'îlotage. Selon les algorithmes de contrôle, puisque la tension se trouve entre  $60 V_{eff}$  et  $110 V_{eff}$ , elle

doit se maintenir ainsi pendant 100 cycles avant que l'onduleur se déconnecte. Étant donné que l'onduleur s'est déconnecté dans un délai d'environ 6,5 cycles, la chute de tension imposée par la méthode *Sandia Voltage Shift* n'est pas à l'origine de l'ouverture de l'interrupteur commandé. En effet, en calculant la fréquence de chacun des cycles suivant la déconnexion du réseau, il est possible de constater que celle-ci se situe près de 61,6 Hz. Ainsi, comme la fréquence se trouve entre 60,5 Hz et 63 Hz, l'onduleur attend que la situation persiste pendant 5 cycles puis il se déconnecte. L'augmentation de la fréquence due à la méthode *Sandia Frequency Shift* est donc responsable de la détection de l'îlotage.

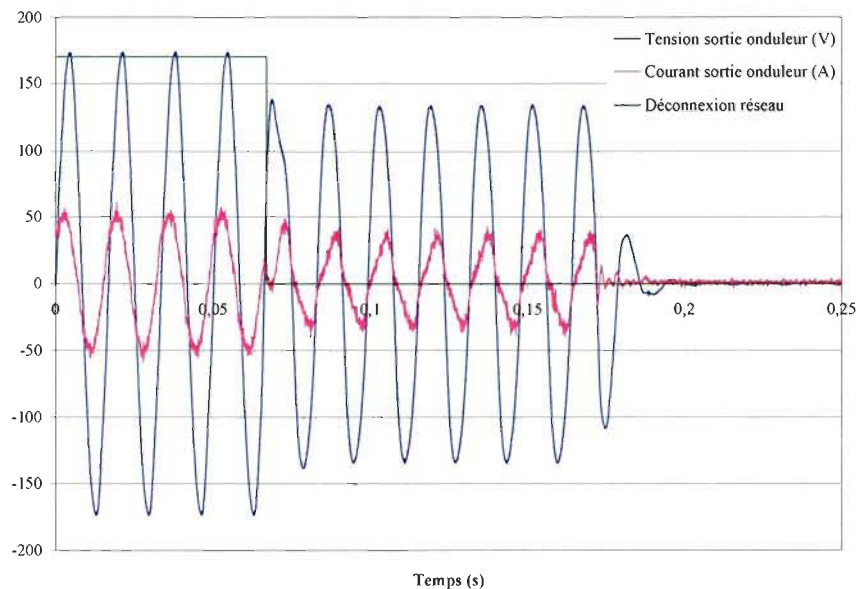


Figure 42 : Formes d'onde de sortie de l'onduleur lorsqu'une charge RLC ( $P = 250 \text{ W}$ ,  $Q_L = 625 \text{ Vars}$  et  $Q_C = 375 \text{ Vars}$ ) est utilisée

Le dernier test doit s'effectuer à 100% de la puissance nominale de l'onduleur, soit à 500 W. À partir de cette information, la valeur de la charge RLC raccordée au point d'interconnexion peut être calculée en suivant la méthode indiquée dans

la procédure de tests. Le tableau 15 présente les valeurs des composants de la charge choisies en fonction des calculs réalisés et du matériel disponible.

**Tableau 15 : Valeurs des composants de la charge utilisées pour le test à 100% de la puissance nominale de l'onduleur**

Valeurs calculées								
P	500	W	$Q_L$	1250	Vars	$Q_C$	750	Vars
R	28,80	$\Omega$	I	10,42	A	I	6,25	A
$R_{CH}$	30,1	$\Omega$	$X_L$	11,5	$\Omega$	$X_C$	19,2	$\Omega$
L	4,17	A	L	3,06E-02	H	C	1,38E-04	F
Valeurs utilisées								
$R_{CH}$	30,1	$\Omega$	$X_L$	11,5	$\Omega$	$X_C$	19,2	$\Omega$

La figure 43 présente les formes d'onde de tension et de courant à la sortie de l'onduleur avant et après la déconnexion du réseau électrique. Il est à noter que l'amplitude du courant a été multipliée par 10 afin de faciliter la lecture de la figure et que la forme d'onde du courant a été altérée par du bruit capté lors de la prise des mesures, par la pince ampèremétrique. La figure montre que l'onduleur met environ 19,5 cycles à se déconnecter. Ce temps de déconnexion est largement en deçà de celui imposé par les normes canadiennes qui est de 120 cycles (2 secondes). Comme lors des deux tests précédents, il est possible de constater que, une fois le réseau électrique déconnecté, l'amplitude de la tension à la sortie de l'onduleur diminue aux alentours de  $80 V_{eff}$ . Ce phénomène est dû à la méthode de détection d'îlotage *Sandia Voltage Shift* qui tente de perturber la tension au point d'interconnexion en abaissant le courant de sortie de l'onduleur (voir chapitre 2). Lorsque le réseau se déconnecte cette perturbation apparaît donc au point d'interconnexion et accélère la détection de l'îlotage. Selon les algorithmes de contrôle, puisque la tension se trouve entre  $60 V_{eff}$  et  $110 V_{eff}$ , elle

doit se maintenir ainsi pendant 100 cycles avant que l'onduleur se déconnecte. Étant donné que l'onduleur s'est déconnecté dans un délai d'environ 19,5 cycles, la chute de tension imposée par la méthode *Sandia Voltage Shift* n'est pas à l'origine de l'ouverture de l'interrupteur commandé. En effet, en calculant la fréquence de chacun des cycles suivant la déconnexion du réseau, il est possible de constater que celle-ci oscille entre 57,5 Hz et 60 Hz. Ainsi, comme la fréquence devient inférieure à 59,5 Hz à partir de 0,3 seconde, l'onduleur attend que la situation persiste pendant 5 cycles puis il se déconnecte. La baisse de la fréquence due à la méthode *Sandia Frequency Shift* est donc responsable de la détection de l'îlotage.

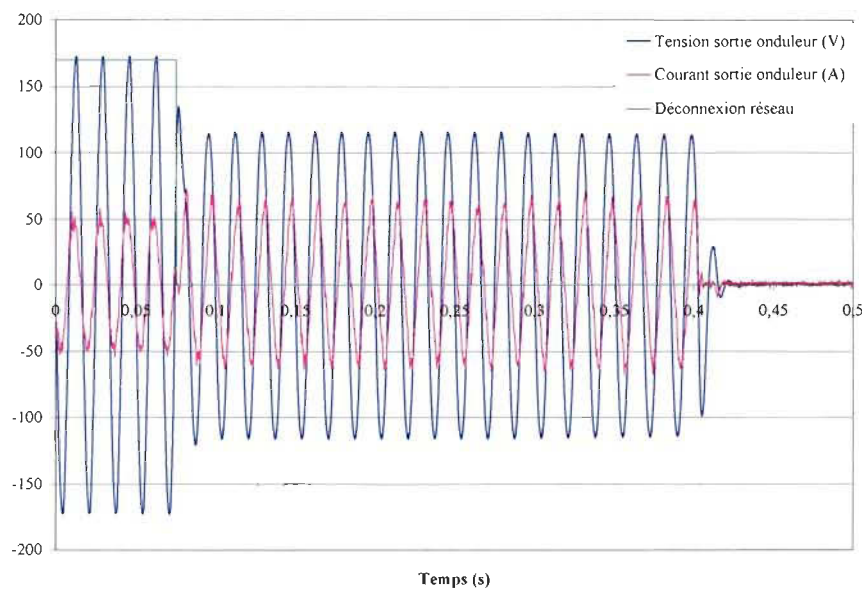


Figure 43 : Formes d'onde de sortie de l'onduleur lorsqu'une charge RLC ( $P = 500 \text{ W}$ ,  $Q_L = 1250 \text{ Vars}$  et  $Q_C = 750 \text{ Vars}$ ) est utilisée

### 6.3.2 Variations de la tension et de la fréquence du réseau

Tel que le spécifie la procédure de tests tirée des normes canadiennes, l'onduleur doit être raccordé à un réseau dont la fréquence ou la tension se situe

à l'extérieur de la plage de valeurs permises afin de vérifier son comportement. Ainsi, les variations de l'amplitude de la tension du réseau ont été créées à l'aide d'un transformateur variable. Selon la tension choisie à l'aide du transformateur variable, l'onduleur doit se déconnecter dans un certain délai respectant les normes. Le comportement de l'onduleur a été vérifié de façon expérimentale pour chacune des plages de tension mentionnées dans la procédure de tests. Pour tous les cas testés, l'onduleur se déconnecte précisément dans les délais prédéfinis qui sont présentés au tableau 12.

Il était prévu d'utiliser la source programmable ELGAR que possède l'IRH pour simuler les variations en fréquence du réseau. Toutefois, cette source étant hors d'usage au moment de faire les tests, ces derniers n'ont pas pu être réalisés. Cependant, les résultats obtenus lors des précédents tests vérifiant le fonctionnement des protections contre l'îlotage indiquent que l'onduleur réussit à se déconnecter dans un délai précis de 5 cycles lorsque la fréquence se situe entre 60,5 Hz et 63 Hz ou encore entre 57 Hz et 59,5 Hz (voir tableau 12). De plus, un autre algorithme se charge de déconnecter automatiquement l'onduleur lorsque la fréquence devient inférieure à 57 Hz ou supérieure à 63 Hz. Ainsi, même si les tests n'ont pas pu être explicitement réalisés, le comportement de l'onduleur face à des variations en fréquence provenant du réseau respecte les normes en vigueur.

## 6.4 Validation du fonctionnement de l'onduleur dans certains cas critiques

Tel qu'expliqué au chapitre 3, certaines conditions de fonctionnement rendent la détection des situations d'îlotage plus difficile. Voici trois cas critiques, ciblés dans les articles scientifiques, dans lesquels a été testé l'onduleur.

### 6.4.1 Cas #1 : La fréquence de résonance de la charge est semblable à celle du réseau.

Pour ce test, la charge locale doit posséder une fréquence de résonance à 60 Hz. À partir de cette information, la valeur de la charge RLC raccordée au point d'interconnexion peut être calculée en suivant la démarche expliquée au chapitre 3. Le tableau 16 présente les valeurs des composants de la charge choisies en fonction des calculs réalisés et du matériel disponible.

Tableau 16 : Valeurs des composants de la charge utilisées pour tester le premier cas critique

Valeurs calculées								
P	500	W	$Q_L$	250	Vars	$Q_C$	250	Vars
R	28,8	$\Omega$	I	2,08	A	I	2,08	A
$R_{CH}$	30,1	$\Omega$	$X_L$	57,6	$\Omega$	$X_C$	57,6	$\Omega$
I	4,17	A	L	1,53E-01	H	C	4,61E-05	F
Valeurs utilisées								
$R_{CH}$	30	$\Omega$	$X_L$	60	$\Omega$	$X_C$	60	$\Omega$

La figure 44 présente les formes d'onde de tension et de courant à la sortie de l'onduleur avant et après la déconnexion du réseau électrique. Il est à noter que l'amplitude du courant a été multipliée par 10 afin de faciliter la lecture de la figure et que la forme d'onde du courant a été altérée par du bruit capté lors de la prise des mesures, par la pince ampèremétrique. La figure montre que l'onduleur

met environ 6,5 cycles à se déconnecter (pour une définition du temps de déconnexion, voir les normes au chapitre 2). Ce temps de déconnexion est largement en deçà de celui imposé par les normes canadiennes qui est de 120 cycles (2 secondes). Tel que mentionné précédemment, l'amplitude de la tension à la sortie de l'onduleur diminue lorsque le réseau se déconnecte dû à l'influence de la méthode de protection contre l'îlotage *Sandia Voltage Shift*.

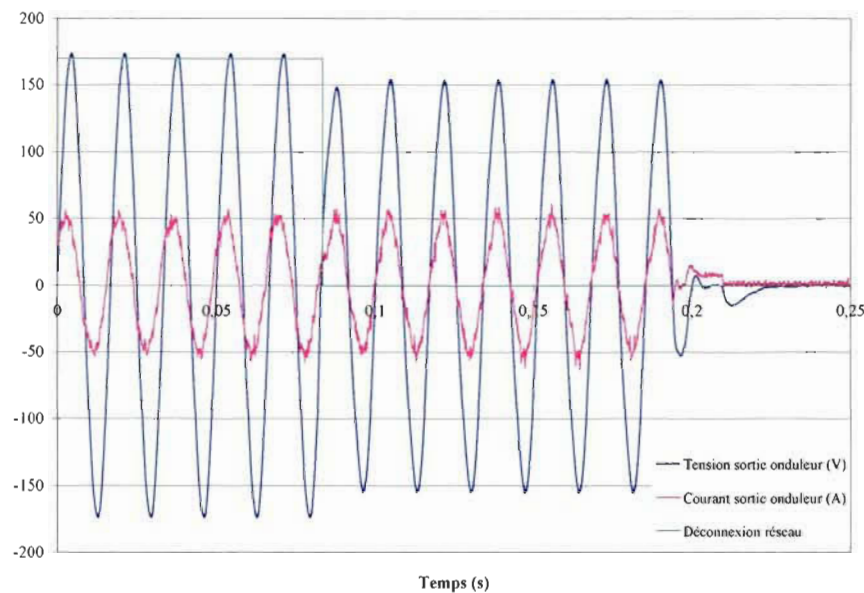


Figure 44 : Formes d'onde de sortie de l'onduleur lorsque la fréquence de résonance de la charge est semblable à celle du réseau

#### 6.4.2 Cas #2 : Les puissances active et réactive générées par la source distribuée correspondent à celles consommées par la charge locale.

Dans ce cas-ci, l'onduleur possédant un facteur de puissance unitaire, il débite uniquement de la puissance active. Ainsi, la partie résistive de la charge locale a été déterminée de façon à ce qu'elle consomme 500 W, soit la puissance nominale de l'onduleur. La valeur des composants inductif et capacitif de la charge locale a été choisie de manière à ce qu'ils aient la même puissance

réactive. Ainsi, de façon globale, la charge locale ne nécessitera pas de puissance réactive de la part de l'onduleur. Le tableau 17 présente les valeurs des composants de la charge choisies en fonction des calculs réalisés et du matériel disponible.

**Tableau 17 : Valeurs des composants de la charge utilisées pour tester le deuxième cas critique ( $Q_L = Q_C = 350$  Vars)**

Valeurs calculées								
P	500	W	$Q_L$	350	Vars	$Q_C$	350	Vars
R	28,8	$\Omega$	I	2,92	A	I	2,92	A
$R_{CH}$	30,1	$\Omega$	$X_L$	41,1	$\Omega$	$X_C$	41,1	$\Omega$
I	4,17	A	L	1,09E-01	H	C	6,45E-05	F
Valeurs utilisées								
$R_{CH}$	30	$\Omega$	$X_L$	40	$\Omega$	$X_C$	40	$\Omega$

La figure 45 présente les formes d'onde de tension et de courant à la sortie de l'onduleur avant et après la déconnexion du réseau électrique. Il est à noter que l'amplitude du courant a été multipliée par 10 afin de faciliter la lecture de la figure et que la forme d'onde du courant a été altérée par du bruit capté lors de la prise des mesures, par la pince ampèremétrique. La figure montre que l'onduleur met environ 5,5 cycles à se déconnecter. Ce temps de déconnexion est largement en deçà de celui imposé par les normes canadiennes qui est de 120 cycles (2 secondes). Tel que mentionné précédemment, l'amplitude de la tension à la sortie de l'onduleur diminue lorsque le réseau se déconnecte dû à l'influence de la méthode de protection contre l'îlotage *Sandia Voltage Shift*.



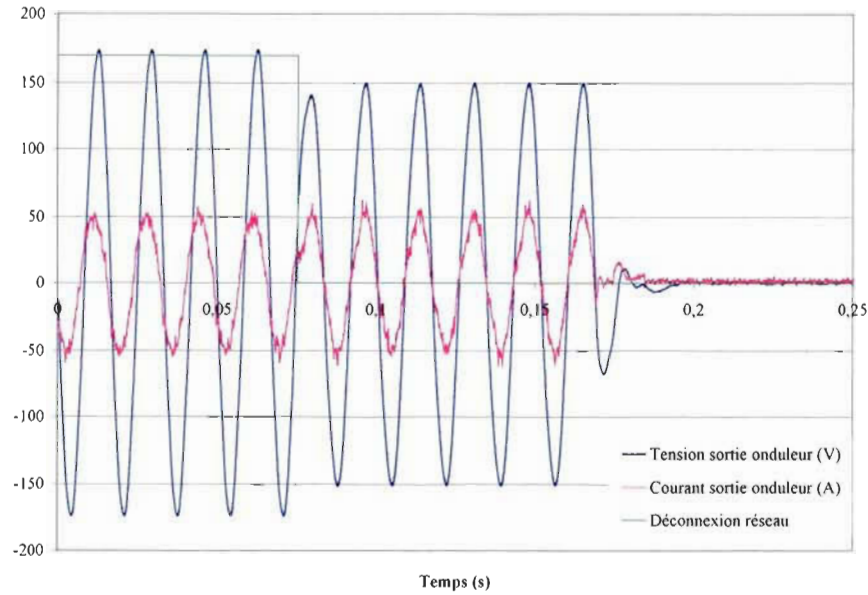


Figure 45 : Formes d'onde de sortie de l'onduleur lorsque les puissances active et réactive générées par la source distribuée correspondent à celles consommées par la charge locale ( $Q_L = Q_C = 350$  Vars)

### 6.4.3 Cas #3 : Le facteur de qualité de la charge est d'environ 2,5.

Pour ce test, la charge locale a été choisie de façon à ce qu'elle possède un facteur de qualité près de 2,5. Le tableau 18 présente les valeurs des composants de la charge choisies en fonction des calculs réalisés et du matériel disponible.

Tableau 18 : Valeurs des composants de la charge utilisées pour tester le troisième cas critique

Valeurs calculées								
P	280	W	$Q_L$	700	Vars	$Q_C$	700	Vars
R	51,43	$\Omega$	I	5,83	A	I	5,83	A
$R_{CH}$	55,7	$\Omega$	$X_L$	20,6	$\Omega$	$X_C$	20,6	$\Omega$
I	2,33	A	L	5,46E-02	H	C	1,29E-04	F
Valeurs utilisées								
$R_{CH}$	54	$\Omega$	$X_L$	20	$\Omega$	$X_C$	20	$\Omega$

La figure 46 présente les formes d'onde de tension et de courant à la sortie de l'onduleur avant et après la déconnexion du réseau électrique. Il est à noter que

l'amplitude du courant a été multipliée par 10 afin de faciliter la lecture de la figure et que la forme d'onde du courant a été altérée par du bruit capté lors de la prise des mesures, par la pince ampèremétrique. La figure montre que l'onduleur met environ 5,5 cycles à se déconnecter. Ce temps de déconnexion est largement en deçà de celui imposé par les normes canadiennes qui est de 120 cycles (2 secondes). Tel que mentionné précédemment, l'amplitude de la tension à la sortie de l'onduleur diminue lorsque le réseau se déconnecte dû à l'influence de la méthode de protection contre l'îlotage *Sandia Voltage Shift*.

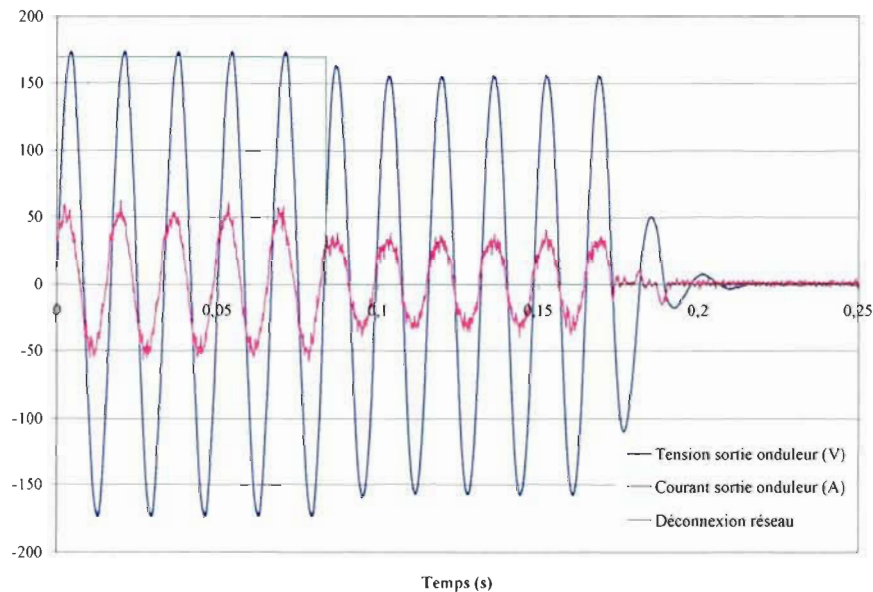


Figure 46 : Formes d'onde de sortie de l'onduleur lorsque le facteur de qualité de la charge locale est d'environ 2,5

## 6.5 Conclusion

Un banc de test a été installé au centre d'essais de l'IRH pour valider le fonctionnement de l'onduleur. Ce banc est principalement composé d'une source de tension CC de 50 V servant à alimenter l'onduleur, de boîtes de composants résistifs, inductifs et capacitifs utilisées comme charge locale, d'un gros relais

mécanique servant de sectionneur pour déconnecter le réseau ainsi que d'un transformateur d'isolation pour accroître la sécurité lors des tests.

Selon la procédure de tests définie dans la norme canadienne CSA C22.2 No. 107.1-01, les tests effectués sur l'onduleur doivent être réalisés en trois volets. Tout d'abord, les protections contre l'îlotage sont testées lorsque l'onduleur fonctionne à 25%, 50% et 100% de sa puissance nominale. Dans chacun de ces cas, l'onduleur a été en mesure de se déconnecter dans un délai largement en deçà de celui de 120 cycles imposé par les normes. Par la suite, le comportement de l'onduleur est analysé dans des cas où des variations de l'amplitude de la tension du réseau surviennent. Pour chacun des cas testés, l'onduleur se déconnecte sans problème dans les délais imposés par les algorithmes de contrôle. Finalement, l'onduleur est testé dans des situations où des variations de la fréquence du réseau se manifestent. Étant donné que la source programmable ELGAR de l'IRH était hors d'usage au moment où les tests ont été réalisés, ces cas n'ont pas pu être testés. Cependant, les résultats obtenus lors des précédents tests concernant les protections contre l'îlotage indiquent que les algorithmes sont adéquats et que le comportement de l'onduleur respecte les normes en vigueur.

L'onduleur a également été testé dans trois cas critiques où les conditions de fonctionnement rendent généralement la détection de l'îlotage plus difficile. Le premier cas est celui où la fréquence de résonance de la charge locale est

semblable à celle du réseau. Dans ces conditions, l'onduleur a très bien réagi en se déconnectant du réseau électrique dans un délai d'environ 6,5 cycles. Le deuxième cas testé est celui où les puissances active et réactive générées par la source de production distribuée correspondent à celles consommées par la charge locale. Dans ce cas, l'onduleur s'est déconnecté dans un court délai d'environ 5,5 cycles. Finalement, le troisième cas critique testé est celui où le facteur de qualité de la charge locale est d'environ 2,5. Dans ces conditions, l'onduleur a également pris un délai d'environ 5,5 cycles pour se déconnecter du réseau électrique. Ainsi, l'onduleur réagit très bien dans tous les cas critiques testés en affichant des délais de déconnexion largement en deçà de celui de 120 cycles permis par les normes canadiennes. Il est donc possible d'affirmer que le système de protection contre l'îlotage implanté dans l'onduleur est efficace et qu'il est en mesure de protéger adéquatement le système à énergies renouvelables de l'IRH.

## **Chapitre 7 : Conclusions et recommandations**

Ce dernier chapitre fait une rétrospective des principales conclusions tirées au cours des différentes étapes du projet de recherche. Des recommandations sont également laissées afin de faciliter et de bonifier la suite du projet.

### ***7.1 Conclusions***

Actuellement, les pays affichant un manque en énergie voient dans les sources de production distribuée la possibilité de fournir un complément en énergie à leurs réseaux électriques. Cependant, l'interconnexion de sources de production distribuée en parallèle avec un réseau électrique comporte certaines difficultés. Un des principaux problèmes provient du fait que l'opérateur du réseau électrique n'a aucun contrôle sur les sources de production distribuée. Ceci peut donc provoquer une situation d'îlotage. Afin d'éviter ce problème, une interface, placée entre les sources d'énergie distribuée et le réseau, doit être en mesure de détecter les situations d'îlotage et, le cas échéant, déconnecter les sources du réseau dans un délai inférieur à celui prescrit par les normes canadiennes en vigueur.

Le présent travail de recherche avait pour objectif principal la conception d'un système de détection d'îlotage efficace permettant la connexion au réseau électrique du système à énergies renouvelables de l'Institut de recherche sur l'hydrogène.

Actuellement, les articles scientifiques font état d'une quinzaine de méthodes de détection d'îlotage différentes. Suite à une analyse de chacune de celles-ci, trois d'entre elles ont été choisies puis intégrées au système à énergies renouvelables de l'IRH. La combinaison des méthodes *Under/Over Voltage and Under/Over Frequency*, *Sandia Frequency Shift* et *Sandia Voltage Shift* semble en effet être très efficace pour la détection de l'îlotage puisqu'elle génère une très petite zone de non-détection.

Dans le but de donner de meilleures assises à la présente recherche, une modélisation de l'interconnexion d'un onduleur au réseau électrique a été élaborée. Cette modélisation permet, entre autres, d'analyser le comportement de la tension et du courant au point d'interconnexion lorsque le réseau local se déconnecte et ce, pour différentes charges locales. De plus, il est intéressant de visualiser les formes d'ondes du courant et de la tension à la sortie de l'onduleur ainsi que l'effet des méthodes de protection contre l'îlotage sur celles-ci. Finalement, grâce à la modélisation, il est possible de cerner les cas où la détection des situations d'îlotage est plus difficile et d'identifier quelle méthode de détection est la plus efficace dans ces cas. La modélisation du système de détection d'îlotage a été réalisée à l'aide du logiciel *Matlab/Simulink* ainsi que de la boîte à outils *SimPowerSystems*. Grâce à elle, il a été possible de confirmer que certaines situations mettent davantage le système de protection contre l'îlotage à l'épreuve. En effet, cela se produit, entre autres, lorsque la fréquence de résonance de la charge locale RLC est semblable à la fréquence du réseau,

lorsque les puissances active et réactive générées par la source de production distribuée correspondent à celles consommées par la charge locale et lorsque le facteur de qualité de la charge locale est approximativement égal à 2,5. Ces cas critiques correspondent bien à ceux cités dans les articles scientifiques du domaine. Les délais de déconnexion du système dans ces cas sont généralement plus longs que ceux obtenus pour des situations de fonctionnement normal. Cependant, ces délais demeurent largement en deçà des limites prescrites par les normes canadiennes. Cela est en partie dû à la combinaison des trois méthodes de détection d'îlotage utilisées dans le système. Il est à noter que les résultats obtenus en pratique affichent généralement des temps de déconnexion plus longs que ceux obtenus en simulation. En effet, les méthodes utilisées pour implanter les algorithmes de protection, les gains choisis pour les méthodes de détection d'îlotage, la fréquence à laquelle les mesures des paramètres du système sont réalisées et les conditions physiques dans lesquelles repose le système influencent grandement les temps de déconnexion mesurés expérimentalement. Tout de même, les simulations donnent un ordre de grandeur attendu en pratique pour les délais de déconnexion et elles montrent le comportement des différentes méthodes de détection pour les divers cas testés.

Du côté de la réalisation expérimentale du projet, un onduleur a dû être conçu. En effet, l'onduleur commercial que possédait déjà l'IRH n'était pas très flexible et il ne permettait pas de satisfaire les exigences requises pour effectuer les tests expérimentaux. Le premier prototype de l'onduleur fabriqué possède une

puissance nominale de 1000 W. Il est alimenté à partir des batteries (48 V) du système à énergies renouvelables. L'onduleur est muni, en plus des protections classiques, d'un système de protection contre l'îlotage formé des méthodes de détection *Under/Over Voltage and Under/Over Frequency*, *Sandia Voltage Frequency* et *Sandia Voltage Shift*. Il est également en mesure d'offrir deux modes de fonctionnement, soit un mode autonome et un mode interconnecté au réseau électrique, et de fournir une onde de sortie de qualité pour chacun de ces modes. Le bon fonctionnement de l'onduleur dans ses deux modes a été validé. Il a cependant été noté que la fréquence de la tension de l'onduleur en mode autonome est d'environ 56,25 Hz au lieu de 60 Hz. Ce phénomène découle du fait que la fréquence de la tension de sortie de l'onduleur doit pouvoir osciller dans une certaine plage d'opération. Cependant, cela ne devrait pas avoir de répercussions négatives sur le fonctionnement du système. Par ailleurs, les tests expérimentaux ont montré que l'onduleur, en mode interconnecté, peut fournir un courant de sortie possédant des plateaux ou des troncatures et que sa tension de sortie se synchronise bien sur celle du réseau, permettant ainsi une connexion au réseau sécuritaire.

Une carte de contrôle, qui régit le comportement de l'onduleur en entier, a également été conçue dans le cadre de ce projet. Le rôle de cette carte est de contrôler le convertisseur CC/CA, le convertisseur CC/CC, le système de protection contre l'îlotage, le système de connexion et de déconnexion au réseau électrique, la communication avec l'utilisateur du système et les circuits de



mesure. Il a été vérifié expérimentalement que l'asservissement de la tension de sortie de l'onduleur en mode autonome ainsi que l'asservissement du courant de sortie de l'onduleur en mode interconnecté au réseau fonctionnent bien et arrivent à stabiliser rapidement la sortie de l'onduleur. La carte de contrôle est également munie de circuits importants qui constituent la base des stratégies utilisées pour gérer l'onduleur. En effet, elle compte un circuit permettant la génération de plateaux et de troncatures dans les formes d'onde de courant, un circuit mesurant le courant et la tension de sortie de l'onduleur, un circuit responsable de la synchronisation de la tension de sortie de l'onduleur avec celle du réseau ainsi qu'un autre permettant de contrôler l'amplitude de la tension de sortie de l'onduleur. Le fonctionnement de chacun de ces circuits a été validé expérimentalement.

Un banc de test a été aménagé au centre d'essais de l'IRH pour valider expérimentalement le comportement général de l'onduleur. Selon la procédure de tests définie dans le standard canadien C22.2 No. 107.1-01, les protections contre l'îlotage ont été testées lorsque l'onduleur fonctionne à 25%, 50% et 100% de sa puissance nominale et lorsque des variations de l'amplitude de la tension du réseau surviennent. Dans chacun de ces cas, l'onduleur se déconnecte sans problème dans les délais imposés par les algorithmes de contrôle qui assurent le respect des normes. L'onduleur a également été testé dans les trois cas critiques définis plus haut. Pour chacun de ces cas, l'onduleur affiche un temps de déconnexion d'environ 6 cycles, ce qui est largement en deçà du délai de 120

cycles permis par les normes canadiennes. Il est donc possible d'affirmer que le système de protection contre l'îlotage implanté dans l'onduleur est efficace et qu'il est en mesure de protéger adéquatement le système à énergies renouvelables de l'IRH.

## **7.2 *Recommandations***

Bien que le premier prototype de l'onduleur fonctionne très bien, certaines améliorations pourraient y être apportées. En effet, un cristal oscillant à 3,93216 MHz pourrait être ajouté au système afin que la tension de sortie de l'onduleur possède une fréquence de 60 Hz en mode autonome. De plus, le système de mesure de la tension de sortie de l'onduleur pourrait être quelque peu modifié de façon à réduire sa plage d'opération et à améliorer la précision sur les lectures. Finalement, une interface pourrait être ajoutée à l'onduleur afin de faciliter les manipulations par l'utilisateur. Cette interface pourrait permettre de sélectionner le mode de fonctionnement de l'onduleur et de choisir la consigne de puissance à envoyer sur le réseau en mode interconnecté. Elle pourrait également afficher en tout temps les mesures prises sur le système et l'état de celui-ci. Il serait intéressant que l'interface possède un port série qui permettrait de contrôler l'onduleur via un ordinateur distant.

## Bibliographie

- 1 DUNSKY, P.U. (2004). « La révolution électrique en cours : portrait de l'émergence d'une nouvelle architecture dans les pays industrialisés », *VertigO – La revue en sciences de l'environnement*, Vol. 5, No. 1, p. 1-13.
- 2 ACKERMANN, T., G. ANDERSSON and L. SÖDER (2000). "Electricity Market regulations and their Impact on Distributed Generation", *Proceedings of International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies 2000*, London, April 4-7, p. 608-613.
- 3 ODAGIRI, S. (2002). "Connection between Dispersed Power Sources and Utility Distribution Systems: TEPCO's Technical Challenges", *Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific*, IEEE/PES, October 6-10, Vol. 2, p. 1364-1366.
- 4 IEEE (2003). *IEEE Standard for Interconnecting Distributed Sources with Electric Power Systems*, IEEE Standard 1547.
- 5 ROPP, M.E., K. AAKER, J. HAIGH and N. SABBAH (2000). "Using Power Line Carrier Communications to Prevent Islanding", *Proceedings of the 28<sup>th</sup> IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, September 17-22, p.1675-1678.
- 6 KITAMURA, A., M. OKAMOTO, K. HOTTA, K. TAKIGAWA, H. KOBAYASHI and Y. ARIGA (1993). "Islanding Prevention Measures: Demonstration Testing at Rokko Test Center for Advanced Energy System", *Proceedings of the 23<sup>rd</sup> IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, May 10-14, p. 1063-1067.
- 7 KITAMURA A., M. OKAMOTO, F. YAMAMOTO, K. NAKAJI, J. MAYSUDA and K. HOTTA (1994). "Islanding Phenomenon Elimination Study at Rokko Test Center", *Proceedings of the 1<sup>st</sup> IEEE World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, December 5-9, Hawaii, p. 759-762.
- 8 AGBOSSOU K., M. KOLHE, J. HAMELIN and T.K. Bose (2004). "Performance of Stand-alone Renewable Energy System based on Energy Storage as Hydrogen", *IEEE Transactions on Energy conversion*, Vol. 19, No 3, p. 633-640.
- 9 BOWER, W. and M. ROPP (2002). "Evaluation of Islanding Detection Methods for Utility-Interactive Inverters in Photovoltaic Systems", *Sandia Report SAND 2002-3591*.
- 10 HUANG, S.-J. and F.-S. PAI (2000). "A New Approach to Islanding Detection of Dispersed Generators with Self-commuted Power Converters", *IEEE Transaction on Power Delivery*, Vol. 15, April, p. 500-507.
- 11 UNDERWRITERS LABORATORIES INC (1999). *Standard for Safety for Static Inverters and Charge Controllers for Use in Photovoltaic Power Systems*, UL 1741, May.

- 12 IEEE (2003). *Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*, Standard P1547-2003, July.
- 13 CANADIAN STANDARDS ASSOCIATION (2001), *General Use Power Supplies*, CSA Standard C22.2 No. 107.1-01.
- 14 DOUMBIA, M.L., P. CUSACK, D. TURCOTTE and S. MARTEL (2003). "Review and Recommendations on Disconnecting Means for Utility-Interconnected Inverters", *Report # CETC 2002-104 (TR)*, January.
- 15 HE, W., T. MARKVART and R. ARNOLD (1998). "Islanding of Grid-connected PV Generators: Experimental Results", *2<sup>nd</sup> World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion*, July 6-10, Vienna, Austria, p. 2772-2775.
- 16 ROPP, M.E, M. BEGOVIC and A. ROHATGI (1999). "Prevention of the Islanding in Grid-connected Photovoltaic Systems", *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, Vol. 7, p. 39-59.
- 17 KOBAYASHI, H., K. TAKIGAWA and E. HASHIMOTO (1991). "Method for Preventing Phenomenon on Utility Grid with a Number of Small Scale PV Systems", *Proceedings of the 22<sup>nd</sup> IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, May 21-25 1990, p. 695-700.
- 18 SMITH, G.A., P. ONIONS and D.G. INFELD (2000). "Predicting Islanding operation of grid-connected PV inverters", *IEE Proceedings*, Vol. 147, No. 1, January, p. 1-6.
- 19 TSUKAMOTO, O., T. OKAYASU and K. YAMAGISHI (2001). "Study on Islanding of Dispersed Photovoltaic Power Systems Connected to Utility Power Grid", *Solar Energy*, Vol. 70, No 6, p. 505-511.
- 20 YUYAMA, S., T. ICHINOSE, K. KIMOTO, T. ITAMI, T. AMBO, C. OKADO, K. NAKAJIMA, S. HOJO, H. SHINOHARA, S. IOKA and M. KUNIYOSHI (1994). "A High Speed Frequency Shift Method as a Protection for Islanding Phenomena of Utility Interactive PV Systems", *Solar Energy Materials and Solar Cells*, Vol. 35, p. 477-486.
- 21 HUNG, G.-K., C.-C. CHANG and C.-L. CHEN (2003). "Automatic Phase-Shift Method for Islanding Detection of Grid-Connected Photovoltaic Inverters", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 18, No. 1, March, p. 169-173.
- 22 ROPP, M.E, M. BEGOVIC and A. ROHATGI (1999). "Analysis and Performance Assessment of the Active Frequency Drift Method of Islanding Prevention", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 14, No. 3, September, p. 810-816.
- 23 KOTSOPOULOS, A., J.L. DUARTE, M.A.M. HENDRIX and P.J.M. HESKES (2002). "Islanding Behaviour of Grid-Connected PV Inverters Operating Under Different Control Schemes", *Proceedings of the 33<sup>rd</sup> Annual Power Electronics Specialists Conference*, Vol. 3, June 23-27, p. 1506-1511.

- 24 JOHN, V., Z. YE and A. KOLWALKAR (2004). "Investigation of Anti-Islanding Protection of Power Converter Based Distributed Generators Using Frequency Domain Analysis", *IEEE Transactions on Power Electronics*, Vol. 19, No. 5, September, p. 1177-1183.
- 25 GONZALEZ, S., R. BONN and J. GINN (2000). "Removing Barriers to Utility Interconnected Photovoltaic Inverters", *Proceedings of the 28<sup>th</sup> IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, September 15-22, Anchorage, AK, p. 1691-1694.
- 26 ROPP, M.E, M. BEGOVIC and A. ROHATGI (2000). "Determining the Relative Effectiveness of Islanding Detection Methods Using Phase Criteria and Nondetection Zones", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 15, No. 3, September, p. 290-296.
- 27 GONZALEZ, S., R. BONN and J. GINN (2000). "Removing Barriers to Utility Interconnected Photovoltaic Inverters", *Proceedings of the 28th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, p. 691-1694.
- 28 WOYTE, A., R. BELMANS, J. NIJS, P. HESKES and F. PHILIPPEN (2001). "Mains Monitoring and Protection in a European Context", *Proceedings of the 17<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference*, October 22-26, Munich, Germany, p. 580-583.
- 29 MARTE S. and P. KREMER (1995). "Methods Against Islanding for Small Grid Connected Inverters", *Proceedings of the 13<sup>th</sup> Photovoltaic Solar Energy Conference*, October 23-27, Nice, France, p. 1839-1841.
- 30 YE, Z., A. KOLWALKAR, Y. ZHANG, P. DU and R. WALLING (2004). "Evaluation of Anti-Islanding Schemes Based on Nondetection Zone Concept", *IEEE Transactions on Power Electronics*, Vol. 19, No. 5, September, p. 1171-1176.
- 31 KERN, G.A., R. H. BONN, J. GINN and S. GONZALEZ (1998). "Results of Sandia National Laboratories Grid-Tied Inverter Testing", *2<sup>nd</sup> World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion*, July 6-10, Vienna, Austria.
- 32 JANG, S.-I. and K.-H. KIM (2004). "An Islanding Detection Method for Distributed Generations Using Voltage Unbalance and Total Harmonic Distortion of Current", *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 19, No. 2, April, p. 745-752.
- 33 HUANG, S.-J. and F.-S. PAI (2001). "Design and Operation of Grid-Connected Photovoltaic System with Power-factor Control and Active Islanding Detection", *IEE Proceedings. Generation, Transmission and Distribution*, Vol. 148, No. 2, March, p. 243-250.
- 34 KOBAYASHI, H. and K. TAKIGAWA (1998). "Islanding Prevention Method for Grid Interconnection of Multiple PV Systems", *2<sup>nd</sup> World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion*, 6-10 July, Vienna, Austria, p. 2513-2518.
- 35 KOBAYASHI, H. and K. TAKIGAWA (1998). "Statistical Evaluation of Optimum Islanding Preventing Method for Utility Interactive Small Scale Dispersed PV Systems", *IEEE 1<sup>st</sup> World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, December 5-9, Hawaii, p. 1085-1088.

- 36 BERGOVIC, M., M.E. ROPP, A. ROHATGI and A. PREGELJ (1998). "Determining the Sufficiency of Standard Protective Relaying for Islanding Prevention in Grid-connected PV Systems", *2<sup>nd</sup> World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion*, July 6-10, Vienna, Austria, p. 2519-2524.
- 37 ROPP, M., R. BONN, S. GONZALEZ and C. WHITAKER (2002). "Investigation of the Impact of Single-phase Induction Machines in Islanded Loads", *Sandia National Laboratories*, Report SAND2002-1320, May, 23 p.
- 38 WILDI, T. *Électrotechnique*, Québec, Presses de l'Université Laval, 3<sup>e</sup> édition, 1999, 980 p.
- 39 HYDRO-QUÉBEC (2001). « Caractéristiques et cibles de qualité de la tension fournie par les réseaux moyenne et basse tension d'Hydro-Québec », *Rapport 30012-01-02*.
- 40 WOYTE, A., R. BELMANS and J. NIJS (2003). "Testing the Islanding Protection Function of Photovoltaic Inverters", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 18, No. 1, March, p. 157-162.
- 41 WOYTE, A., K. DE BRABANDERE, D. VAN DOMMELEN, R. BELMANS and J. NIJS (2003). "International Harmonization of Grid Connection Guidelines: Adequate Requirements for the Prevention of Unintentional Islanding", *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, Vol. 11, p. 407-424.
- 42 HUDSON, R.M., T. THORNE, F. MEKANIK, M.R. BEHNKE, S. GONZALEZ and J. GINN (2002). "Implementation and Testing of Anti-islanding Algorithms for IEEE 929-2000 Compliance of Single Phase Photovoltaic Inverters", *29<sup>th</sup> IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, May 19-24, p. 1414-1419.
- 43 WILDI, T. *Électrotechnique*, Québec, Presses de l'Université Laval, 3<sup>e</sup> édition, 1999, 1122 p.

## **Annexe A : Articles scientifiques soumis pour publication**

# Modeling of an Islanding Protection Method for a Hybrid Renewable Distributed Generator

Mylène Robitaille, Kodjo Agbossou\* and Mamadou Lamine Doumbia

Hydrogen Research Institute  
Université du Québec à Trois-Rivières  
PO Box 500, Trois-Rivières, (QC), G9A 5H7 Canada

**Abstract** - The Hydrogen Research Institute developed a hybrid renewable energy power system that uses a wind turbine, a photovoltaic array and a fuel cell. In order to connect this system to the grid, an islanding protection device is being developed. This paper presents the passive (Under/Over Voltage, Under/Over Frequency) and active (Sandia Frequency Shift and Sandia Voltage Shift) protection methods that were chosen to be added to the system. It also presents a Matlab/Simulink model of the protection device and the simulation results that were obtained using different critical operating conditions for which the clearing times can surpass those defined by the IEEE 1547 standard. Passive and active detection methods are combined in order to improve the efficiency of the islanding protection.

**Keywords** - Distributed generation, islanding protection method, modeling, renewable energy system.

## I. INTRODUCTION

With a global energy situation characterized by an ever-increasing demand, distributed generation becomes a solution that raises a lot of hopes [1]. Many countries that lack the power generation facilities to meet their own demand consider distributed generation as a means to support their electricity distribution systems. These distributed production sources are indeed used to provide the needed power to local loads.

Since the society becomes increasingly concerned to save energy and preserve the environment, the interest toward the "green" distributed generation systems, such as photovoltaic arrays and wind turbines, increases year after year [2]. Other sources, such as micro-turbines and fuel cells, are also in development. This confirms that the opportunities to interconnect these sources with the utility grid will rise continuously in the future.

However, the interconnection of these distributed generation systems with the grid introduces some problems. The main issue is the fact that the grid operator does not control these power sources. This can lead to islanding. This situation occurs when one or many sources continue to feed power to a part of the grid that is disconnected from the main utility [3]. Islanding situations can damage the grid itself or equipments connected to the grid and can even compromise the security of the maintenance personnel that service the grid [4]. Islanding can be caused by a grid failure or by an intentional disconnection of a part of the grid. To avoid this, an interface connecting the distributed generators to the grid must be able to detect islanding and to disconnect the sources from the grid when it

occurs. The clearing time (disconnection time) must be below that specified in the IEEE 1547 standard.

As a part of its renewable energy project, the Hydrogen Research Institute (HRI) is currently developing an interface that, once integrated to an inverter, will be used to tie its hybrid renewable energy system (RES) securely to the grid. The HRI's RES uses a fuel cell, a photovoltaic array and a wind turbine (Fig. 1). Great interest is shown toward the islanding detection methods that are integrated to an inverter because they do not require the installation of specific equipment on the grid nor do they require the collaboration of the utility's operator. This way, these protection systems can be more flexible and they are generally cheaper than the islanding detection methods, such as the Impedance Insertion and Use of Power Line Carrier Communications methods, that require equipment located at the grid level [5].

This paper first presents the islanding detection and protection methods that will be integrated to the RES's inverter. A model of the hybrid system with its protection methods that was developed using Matlab/Simulink will then be presented. Finally, the simulation results obtained from different operating conditions will be shown and analyzed.

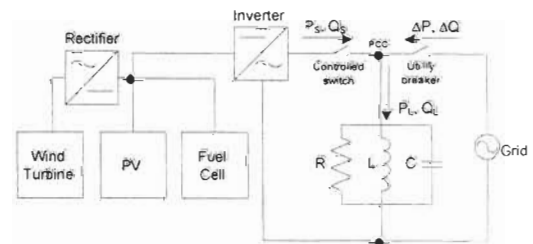


Fig. 1: Hybrid RES Connection to the Grid

## II. ISLANDING PROTECTION METHODS

Most of the protection methods found in the literature were developed for distributed generation systems that use photovoltaic arrays. Although the HRI's system is hybrid, the same type of methods could be employed because the inverter is the main power electronic device that connects the primary sources to the grid.

Currently, there exist more than fifteen islanding detection methods [5-6]. These methods can be grouped into three



categories: passive methods integrated to an inverter, active methods integrated to an inverter and grid-level methods.

The passive methods continuously monitor one or more parameters at the point of common coupling (PCC). When one of these parameters goes over or under a predefined threshold, the inverter operation is stopped. The parameters that are more commonly used are the voltage's amplitude, frequency or phase and the harmonics at the PCC. The passive methods thus provide a good low-level protection and they can detect islanding up to a certain point. When the grid is disconnected, the voltage often varies enough to trigger these methods. However, these methods present most of the time a fairly large non-detection zone (NDZ). In order to correct this, these methods must be coupled with other methods.

The active methods were developed to reduce the NDZ of the passive methods. The active methods force some variations of the inverter's output current to induce variation of the PCC's voltage upon islanding. These methods generally use a positive retroaction applied to the PCC voltage's amplitude or frequency. This retroaction introduces a perturbation that will destabilize the system, thus allowing a faster islanding detection. If a variation of the PCC voltage's amplitude or frequency is measured, the method will allow the system to try to amplify this variation.

If the grid is still connected, its stability prevents any variation of the voltage's amplitude or frequency. On the other hand, when it is disconnected, these values tend to differ from the reference values. The active methods thus try to increase this variation by increasing or decreasing the inverter's output current amplitude or frequency. Since the grid is disconnected, this variation will again induce a voltage variation. This will be amplified again by the inverter and so on until the voltage's amplitude or frequency crosses the threshold of a passive method such as Under/Over Voltage (U/O) or Under/Over Frequency.

The grid-level methods need the installation of specific equipment at the utility level. These devices could be capacitor banks that modify the impedance seen from the PCC when the grid is disconnected. They could also be transceivers that send a signal between the utility and the consumers, thus indicating the grid status continuously. However, these methods generally require huge capital investments by the utility's operator, making this option less attractive.

Table 1 shows an overview of the advantages and disadvantages of the most popular methods found in the literature [5, 14].

### III. CHOICE OF THE ISLANDING PROTECTION SYSTEM FOR THE HRI'S HYBRID RES

An analysis of the different islanding detection methods allowed the selection of an appropriate method for the system. The chosen method is a combination of two passive methods and two active methods. This choice was made in order to increase the efficiency of the detection system by reducing the non-detection zone.

TABLE 1  
MOST POPULAR ISLANDING DETECTION METHODS MAIN CHARACTERISTICS

	NDZ	Lowers Waveform Quality	Influenced by the Number of Connected Inverters	Influenced by the Penetration Level	Characteristics
O/U Voltage O/U Frequency	Large	No	No	No	Variable and long reaction time
Voltage Phase Jump Detection	Large	No	No	No	Starting of certain loads can causes nuisance trips
Slip Mode Frequency Shift	Small	Yes	No	Yes	Difficulties with high Q load, can be inefficient in some cases
Frequency Bias	Large	Yes	No*	Yes	Inefficient with high Q load
Sandia Frequency Shift	Small	Yes	No	Yes	Inefficient with high Q load
Sandia Voltage Shift	Small	Yes	No	Yes	Not influenced by high Q load
Impedance Insertion	None	No	No	No	Very expensive, reaction time can be long
PLCC	None	No	No	No	Very expensive

\* Require an agreement between the inverter's manufacturers

The Under/Over Voltage and Under/Over Frequency methods are used as a basic protection for the system. The inverter should disconnect from the grid if the PCC voltage's amplitude or frequency crosses the defined thresholds. The Canadian standard C22.2 No 107.1-01 specifies that the PCC voltage's amplitude should stay between 88% and 110% of the nominal value and its frequency should stay between 59.5 Hz and 60.5 Hz.

The second chosen method is an active method named Sandia Frequency Shift (SFS), which is also named Active Frequency Drift with Positive Feedback (AFDPF) [7-10]. This method is known for its high efficiency for detect islanding [11]. It has one of the smaller non-detection zones. Moreover, it is not expensive and simple to implement and it remains efficient even when many inverters are connected to the same PCC. However, this method lightly reduces the output current waveform's quality and it can produce instability when connected to a weak grid. Regardless, it is still a good compromise between the efficiency of the detection, the waveform quality and the effect on the transient behaviour of the system.

The SFS is an improved version of another method named Active Frequency Drift or Frequency Bias [9]. The SFS applies a positive retroaction to the PCC voltage's frequency and it tries to destabilise the grid by modifying the inverter's output current frequency in order to detect islanding faster.

The inverter's output current frequency is forced to a different value than that of the grid by adding truncations or dead times to the current's waveform (Fig. 2). This allows the increase or the decrease of the frequency. The length of the

truncations or the dead times and the current's frequency is determined by the following equations:

$$W = W_0 + K_F (F_{PCC} - F_{Grid}) \quad (1)$$

$$W_t = (W T_{Grid})/2 \quad (2)$$

$$F_{Inverter} = 1/(T_{Grid} - 2W_t) \quad (3)$$

$W$  : Truncation or dead time length [%]  
 $W_0$  : Initial length of the truncation or dead time [%]  
 $K_F$  : SFS gain [%/Hz]  
 $F_{PCC}$  : PCC voltage's frequency [Hz]  
 $F_{Grid}$  : Grid voltage's frequency (60 Hz)  
 $W_t$  : Truncation or dead time duration [s]  
 $T_{Grid}$  : Grid voltage's period (1/60 s)  
 $F_{Inverter}$  : Frequency of the inverter's output current sine part [Hz]

$W_0$  is the length, of the waveform's dead time when the frequency error is zero, and is defined as a percentage of the grid voltage's period. The  $K_F$  gain amplifies the frequency variations by multiplying the difference between the measured PCC voltage's frequency and the nominal grid's frequency (60 Hz).  $F_{Inverter}$  is the frequency of the inverter's output current sine part.

The inverter's output current waveform is set back to zero at each zero crossing of the PCC voltage in order to stay synchronized with the grid. This way, the current's waveform will be back to zero before the voltage's waveform when the inverter's frequency is higher than that of the grid. The current's waveform will thus stay at zero until the next zero-crossing of the voltage occurs, and a new sinusoidal half-cycle will begin at this moment. This behaviour will produce a short dead time in the inverter's output current waveform. On the other hand, when the inverter's frequency is lower than that of the grid, the voltage's waveform will be back to zero before the current's waveform, thus forcing the current back to zero. This will produce a truncation of the current's waveform. As shown on Fig. 2, the current's waveform presents a dead time when  $F_{Inverter} > F_{Grid}$  and it is truncated when  $F_{Inverter} < F_{Grid}$ .

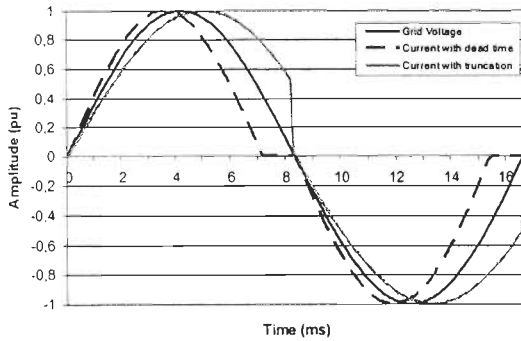


Fig. 2: Waveforms with dead times and truncations

The efficiency of the Sandia Frequency Shift method decreases significantly when the load's quality factor is high. To correct

this, a fourth detection method called Sandia Voltage Shift (SVS) [7, 8, 10] will be added. The main advantage of this method is that its efficiency does not change with the load's quality factor. It will then be able to complement the Sandia Frequency Shift method. The SVS method also lightly degrades the output current's waveform quality. It has been demonstrated that the combination of the two methods is very efficient for detect islanding and it presents a very small non-detection zone [5]. The SVS method is very similar to the SFS, except that it applies a positive retroaction to the PCC voltage's amplitude instead of to its frequency. It then controls the output current according to Equation 4.

$$I_{Inverter} = K_V (V_{PCC} - V_{Grid}) \quad (4)$$

Where  $K_V$  is gain expressed in A/V that multiplies the difference between the PCC voltage's amplitude and the grid voltage's nominal value ( $120V_{RMS}$ ).

The implemented islanding detection system will therefore be a combination of Under/Over Voltage, Under/Over Frequency, SFS and SVS methods.

#### IV. ISLANDING DETECTION SYSTEM MODEL

The model of the islanding detection system was developed with Matlab/Simulink and its SimPowerSystems toolbox (Fig. 3). The inverter is modeled as a controlled current source. The inverter's model includes all the algorithms needed by the islanding detection system. Its output current is variable and it can present dead times or truncations. A controlled switch disconnects the inverter from the grid when islanding is detected. The local load is modeled as a parallel RLC circuit. The value of the components can be changed according to the specific case that is to be tested. The grid is modeled as a controlled voltage source that produces a harmonic content defined by the Hydro-Québec standard [12]. It also includes a typical line impedance [13] and a utility breaker used to simulate a grid disconnection.

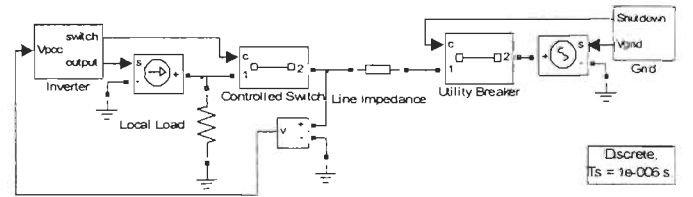


Fig. 3: System's model implemented with Matlab

The islanding detection system was tested for different operating conditions that reproduce the worst cases, which are the cases where the disconnection time is the longest. These critical cases were found in the literature [14-15] and are listed below.

1. The load's resonant frequency is close to that of the grid;
2. The power generated by the distributed source is close to that consumed by the local load ( $\Delta Q = 0$  et  $\Delta P = 0$ );
3. The load's quality factor ( $Q$ ) is near 2.5.

Under normal conditions, the inverter's output current frequency tends to drift toward the load's resonant frequency when the grid is disconnected. When there is no active control over the output current's frequency to force it outside the allowed value, the islanding situation could last too long. In a similar fashion, the PCC voltage's amplitude variation would be hard to measure if the active and reactive power generated by the inverter is close to that consumed by the load. In this particular case, the detection methods may not be able to detect islanding. However, an active control of the voltage's amplitude will force the voltage to go over the thresholds, thus allowing for the detection of the islanding. The load's quality factor is an important parameter that can change the detection system's ability to detect an islanding situation. An RLC load with a higher quality factor is indeed more resonant. This implies that the load's resonant frequency is more dominant, which also means that it is more difficult for the detection system to force the system's frequency outside the bounds when the grid is disconnected. Equation 5 shows that this occurs when the load presents a high capacitance and a low inductance, or when its resistance is high.

$$Q = R (C/L)^{1/2} \quad (5)$$

Equation 6 defines a system where the active power  $P$  and the reactive power consumed by an inductor ( $Q_L$ ) and consumed by a capacitor ( $Q_C$ ) are measured at 60 Hz.

$$Q = (1/P) (Q_C \times Q_L)^{1/2} \quad (6)$$

Knowing that  $Q_L = Q_C = Q_{vars}$  at the load's resonant frequency, it is possible to deduce Equation 7.

$$Q = Q_{vars}/P \quad (7)$$

A utility engineers discussion group determined that the maximal value for the quality factor of a load connected to a grid is 2.5 [15-16].

This way, the maximal value for  $Q_L$  and  $Q_C$  will be 2.5 times greater than the active power  $P$  consumed by the load.

## V. SIMULATION RESULTS

The hybrid RES model was simulated for the critical cases identified above. It was then possible to verify the efficiency of the chosen islanding detection methods and to predict their behaviour for a real system.

### Case 1

The first simulated case represents a local load that has a resonant frequency near 60 Hz and a 0.5 quality factor. Since this is a low quality factor, the detection system should react quickly. In this case, the load's power factor is around 0.9, which is a realistic value.

Figure 4 shows the results for this simulation. The first two plots show the PCC voltage's amplitude and frequency. The next plot shows the state of the switch that is used to disconnect the inverter from the grid (the switch is closed when

this value is 1). The switch's state drops to 0 when islanding is detected. The last plot shows the utility breaker's state. This breaker is opened at 0.4 s to simulate a breakdown.

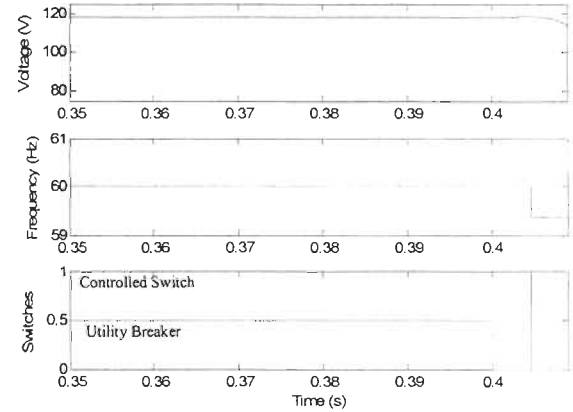


Fig. 4: PCC voltage's amplitude and frequency when the load's resonant frequency is near 60 Hz and  $Q = 0.5$ .

In this case, the frequency variation produced by the grid disconnection is sufficient to trigger the Under/Over Frequency method. Indeed, this happens the same way even when the active methods are deactivated. It is then possible to affirm that in this particular case, when the load is not too demanding of the distributed production source, the SFS and SVS methods are not useful and they do not accelerate the disconnection. The disconnection happens in less than a half-cycle (0.007 s), which is well under the most strict disconnection time (0.16 s) required by the IEEE 1547 standard.

### Case 2

This is the matched load case, that is to say when the power provided by the distributed generation source nears the power needed by the load. Figure 5 shows the results for a resistive load that consumes the exact amount of power that is provided by the inverter ( $P_{load} = P_{source}$ ).

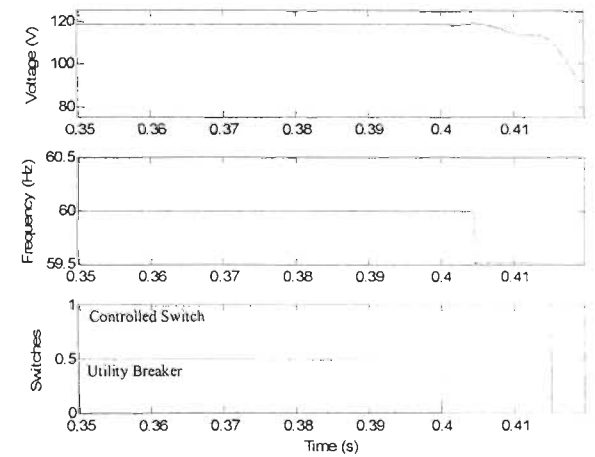


Fig. 5: PCC voltage's amplitude and frequency when  $P_{load} = P_{source}$ .

The simulation shows that both the SFS and the SVS methods were able to detect the islanding situation with a clearing time approximately equal to 0.015 s (1 cycle), which

is much lower than the time required by the standard. Figure 5 shows that when the SFS and SVS methods are coupled, the SVS method is faster than the SFS method and it disconnects the inverter when the voltage drops below 106 V (88% of the nominal value).

#### Case 3

This case corresponds to a local load with a resonant frequency of 60 Hz and a quality factor of 2.5 (Fig. 6). Since the quality factor is high, the SFS alone cannot detect the islanding situation fast enough to meet the standard. On the other hand, the SVS method detects the islanding quite fast and it disconnects the inverter in 0.025 s, which is well below the required time.

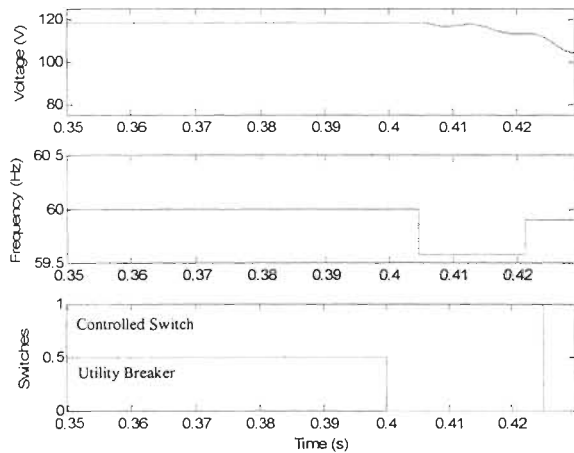


Fig. 6: PCC voltage's amplitude and frequency when the load's resonant frequency is near 60 Hz and  $Q = 2.5$ .

The experimental results will probably show disconnection times that are longer than those obtained by the simulation. Indeed, the implementation of the algorithms, the frequency of the measurements and the physical system itself will influence the disconnection times. However, the simulation results are useful to obtain an estimate of the islanding detection system's behaviour.

The next step of this the project, which is already begun, is to design and build a 1000 W inverter. This inverter will not only include the classical protections required in these devices but also the islanding detection system presented in this paper.

#### VI. CONCLUSION

HRI is currently developing an islanding detection system that will allow the connection of its hybrid renewable energy system to the grid. The detection system used a combination of methods which are the passive method Under/Over Frequency and Under/Over Voltage and the active methods Sandia Frequency Shift and Sandia Voltage Shift. In order to predict the hybrid RES behaviour and to identify the particular cases that make the islanding detection methods less efficient, a model of the system was developed using Matlab/Simulink and its SimPowerSystems toolbox. The simulation has shown that the critical cases that were found in the literature tend to make

the detection more difficult. These cases occur mostly when the load's resonant frequency is near that of the grid, when the active and reactive power provided by the inverter is close to that consumed by the load and when the quality factor  $Q$  of the load is high. The simulation also showed that the combination of the four methods is efficient for detecting islanding situations even in critical cases. Indeed, the disconnection times obtained in simulation remain below those required by the IEEE 1547 standard.

#### ACKNOWLEDGEMENTS

This work has been supported by LTE Hydro-Québec, Natural Resources Canada and the Natural Sciences and Engineering Research Council of Canada.

#### REFERENCES

- [1] T. Ackermann, G. Andersson, L. Söder, "Electricity Market regulations and their Impact on Distributed Generation", Proceedings of International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies 2000, London, 4-7 April 2000, pp. 608-613.
- [2] S. Odagiri, "Connection between Dispersed Power Sources and Utility Distribution Systems : TEPCO's Technical Challenges", Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific. IEEE/PES, 6-10 October 2002, volume 2, pp. 1364-1366.
- [3] *IEEE Standard for Interconnecting Distributed Sources with Electric Power Systems*, IEEE Standard 1547, 2003.
- [4] M.E. Ropp, K. Aaker, J. Haigh, N. Sabbah, "Using Power Line Carrier Communications to Prevent Islanding", Proceedings of the 28th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Sept 17-22 2000, pp.1675-1678.
- [5] W. Bower, M. Ropp, "Evaluation of Islanding Detection Methods for Utility-Interactive Inverters in Photovoltaic Systems", Sandia Report SAND 2002-3591, 2002.
- [6] S.-J. Huang, F.-S. Pai, "A New Approach to Islanding Detection of Dispersed Generators with Self-commuted Power Converters". IEEE Transaction on Power Delivery, vol. 15, pp. 500-507, April 2000.
- [7] W. Bower, M. Ropp, "Evaluation of Islanding Detection Methods for Utility-Interactive Inverters in Photovoltaic Systems", Sandia Report SAND 2002-3591, 2002.
- [8] G.A. Kern, R. H. Bonn, J. Ginn, S. Gonzalez, "Results of Sandia National Laboratories Grid-Tied Inverter Testing", 2nd World Conf. on PV Solar Energy Conv, 1998.
- [9] M.E. Ropp, M. Begovic, A. Rohatgi, "Analysis and Performance Assessment of the Active Frequency Drift Method of Islanding Prevention", IEEE Transactions on Energy Conversion. vol. 14, No. 3, September 1999.
- [10] S. Gonzalez, R. Bonn, J. Ginn, "Removing Barriers to Utility Interconnected Photovoltaic Inverters", Proc. 28th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, pp. 1691-1694, 2000.
- [11] M.E. Ropp, M. Begovic, A. Rohatgi, "Determining the Relative Effectiveness of Islanding Detection Methods Using Phase Criteria and Nondetection Zones, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 15, no. 3, September 2000.
- [12] Hydro-Québec, "Caractéristiques et cibles de qualité de la tension fournie par les réseaux moyenne et basse tension d'Hydro-Québec", Report 30012-01-02, 2001.
- [13] T. Wildi, *Électrotechnique*, 3<sup>rd</sup> edition, Québec, Canada : 2000, p. 980.
- [14] Z. Ye, A. Kolwalkar, Y. Zhang, P. Du, R. Walling, "Evaluation of Anti-Islanding Schemes Based on Nondetection Zone Concept", IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 19, no. 5, September 2004, pp. 1171-1176.
- [15] A. Woyte, R. Belmans, J. Nijs, "Testing the Islanding Protection Function of Photovoltaic Inverters", IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 18, no. 1, March 2003, pp. 157-162.
- [16] A. Woyte, K. De Brabandere, D. Van Dommelen, R. Belmans, J. Nijs, "International Harmonization of Grid Connection Guidelines: Adequate Requirements for the Prevention of Unintentional Islanding", Progress in Photovoltaics: Research and Applications, vol. 11, 2003, pp. 407-424.

# Islanding Detection Method for a Hybrid Renewable Distributed Generator

Mylène Robitaille, Kodjo Agbossou\*, Mamadou Lamine Doumbia and Rémy Simard

Hydrogen Research Institute  
Université du Québec à Trois-Rivières  
PO Box 500, Trois-Rivières, (QC), G9A 5H7 Canada

**Abstract** - The Hydrogen Research Institute (HRI) developed a hybrid renewable energy power system that uses a wind turbine, a photovoltaic array and a fuel cell. In order to connect and disconnect this system to the grid, an islanding protection device is being developed. This paper presents the passive (Under/Over Voltage, Under/Over Frequency) and active (Sandia Frequency Shift and Sandia Voltage Shift) protection methods that were chosen to be added to the system. Those four methods were combined in an innovative way in order to benefit from the strengths of each of them. This way, the islanding protection will be more efficient and the non detection zone will be reduced. This paper also presents a Matlab/Simulink model of the protection device and the simulation results that were obtained using different critical operating conditions for which the clearing times can surpass those defined by the Canadian standard C22.2 No 107.1-01. This standard is similar to the IEEE 1547 standard with a few differences. Finally, the paper presents the experimental results for a grid-connected inverter, designed by the HRI, which uses the islanding protection method presented above.

**Keywords** - Distributed generation, islanding protection, islanding detection, modeling, renewable energy system.

## I. INTRODUCTION

With a global energy situation characterized by an ever-increasing demand, distributed generation becomes a solution that raises a lot of hopes [1]. Many countries that lack the power generation facilities to meet their own demand consider distributed generation as a mean to support their electricity distribution systems. These distributed production sources are indeed used to provide the needed power to local loads.

Since the society becomes increasingly concerned to save energy and preserve the environment, the interest toward the “green” distributed generation systems, such as photovoltaic arrays and wind turbines, increases year after year [2]. Other sources, such as micro-turbines and fuel cells, are also in development. This confirms that the opportunities to interconnect these sources with the utility grid will rise continuously in the future.

However, the interconnection of these distributed generation systems with the grid introduces some problems. The main issue is the fact that the grid operator does not control these power sources. This can lead to islanding. This situation occurs when one or many sources continue to feed power to a part of the grid that is disconnected from the main utility [3]. Islanding can be caused by a grid failure or by an intentional disconnection of a part of the grid. Islanding situations can

damage the grid itself or equipments connected to the grid and can even compromise the security of the maintenance personnel that service the grid [4]. To avoid this, an interface connecting the distributed generators to the grid must be able to detect islanding and to disconnect the sources from the grid when islanding occurs. The clearing time (disconnection time) must be below that specified in the Canadian standard C22.2 No 107.1-01 [5].

As a part of its renewable energy project, the Hydrogen Research Institute (HRI) developed a power interface that is used to tie securely to the grid its hybrid renewable energy system (RES). The HRI’s RES uses a fuel cell, a photovoltaic array and a wind turbine (Fig. 1). A great interest is shown toward the islanding detection methods that are integrated to an inverter because they do not require the installation of specific equipment on the grid nor do they require the collaboration of the utility’s operator. This way, these protection systems can be more flexible and they are generally cheaper than the islanding detection methods, such as the Impedance Insertion and Use of Power Line Carrier Communications methods, that require equipment located at the grid level [6].

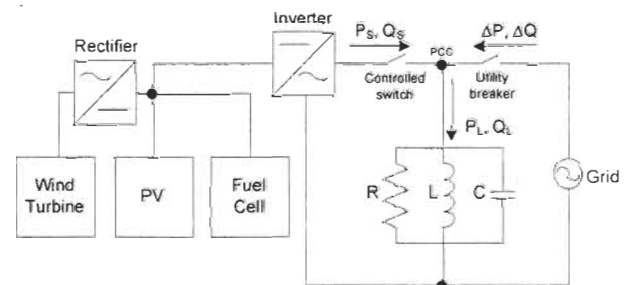


Fig. 1: Hybrid RES Connection to the Grid

This paper first presents the islanding detection and protection methods integrated to the RES inverter. The HRI improved the protection system by combining two passive islanding detection methods, Under/Over Voltage and Under/Over Frequency, and two active methods, Sandia Frequency Shift and Sandia Voltage Shift. This way, the non detection zone can be reduced. This paper then presents a model of the hybrid system with its protection methods that were developed using Matlab/Simulink. The simulation results obtained from different critical operating conditions for which the clearing times can surpass those defined by the Canadian standard C22.2 No 107.1-01 will be shown and analyzed. This

standard is similar to the IEEE 1547 standard with a few differences. Finally, the paper presents the experimental results for an inverter, designed by the HRI, which uses the islanding protection method presented above. This inverter was tested for all the critical conditions identified during the simulations.

## II. ISLANDING PROTECTION METHODS

Most of the protection methods found in the literature were developed for distributed generation systems that use photovoltaic arrays. Currently, there exist more than fifteen islanding detection methods [6-7]. These methods can be grouped into three categories: passive methods integrated to an inverter, active methods integrated to an inverter and grid-level methods.

The passive methods continuously monitor one or more parameters at the point of common coupling (PCC). When one of these parameters goes over or under a predefined threshold, the inverter operation is stopped. The parameters that are more commonly used are the voltage's amplitude, frequency or phase and the harmonics at the PCC. The passive methods thus provide a good low-level protection and they can detect islanding up to a certain point. When the grid is disconnected, the voltage often varies enough to trigger these methods. However, these methods present most of the time a fairly large non-detection zone (NDZ). In order to correct this, these methods must be coupled with other methods.

The active methods were developed to reduce the NDZ of the passive methods. The active methods force some variations of the inverter's output current to induce variation of the PCC's voltage upon islanding. These methods generally use a positive retroaction applied to the PCC voltage's amplitude or frequency. This retroaction introduces a perturbation that will destabilize the system, thus allowing a faster islanding detection. If a variation of the PCC voltage's amplitude or frequency is measured, the method will allow the system to try to amplify this variation. When the grid is still connected, its stability prevents any variation of the voltage's amplitude or frequency. On the other hand, when it is disconnected, these values tend to differ from the reference values. The active methods thus try to increase this variation by increasing or decreasing the inverter's output current amplitude or frequency. Since the grid is disconnected, this variation will again induce a voltage variation. This will be amplified again by the inverter and so on until the voltage's amplitude or frequency crosses the detection thresholds.

The grid-level methods need the installation of specific equipments at the utility level. These devices could be capacitor banks that modify the impedance seen from the PCC when the grid is disconnected. They could also be transceivers that send a signal between the utility and the consumers, thus indicating the grid status continuously. However, these methods generally require huge capital investments by the utility's operator, making this option less attractive.

Table I shows an overview of the advantages and disadvantages of the most popular methods found in the literature [5, 8].

## III. ISLANDING PROTECTION SYSTEM FOR THE HRI'S RES

An analysis of the different islanding detection methods allowed the selection of an appropriate method for the system. The chosen method is a combination of two passive methods and two active methods. This choice was made in order to increase the efficiency of the islanding detection system by reducing the non-detection zone.

TABLE I  
CHARACTERISTICS OF THE MOST POPULAR ISLANDING  
DETECTION METHODS

	NDZ	Lowers Waveform Quality	Influenced by the Number of Connected Inverters	Influenced by the Penetration Level	Characteristics
U/O Voltage U/O Frequency	Large	No	No	No	Variable and long reaction time
Voltage Phase Jump Detection	Large	No	No	No	Starting of certain loads can causes nuisance trips
Slip Mode Frequency Shift	Small	Yes	No	Yes	Difficulties with high Q load, can be inefficient in some cases
Frequency Bias	Large	Yes	No*	Yes	Inefficient with high Q load
Sandia Frequency Shift	Small	Yes	No	Yes	Inefficient with high Q load
Sandia Voltage Shift	Small	Yes	No	Yes	Not influenced by high Q load
Impedance Insertion	None	No	No	No	Very expensive, reaction time can be long
PLCC	None	No	No	No	Very expensive

\* Require an agreement between the inverter's manufacturers

The Under/Over Voltage and Under/Over Frequency methods are used as a basic protection for the system. The inverter should disconnect from the grid if the PCC voltage's amplitude or frequency crosses the defined thresholds. The Canadian standard C22.2 No 107.1-01 specifies that the PCC voltage's amplitude should stay between 88% and 110% of the nominal value and its frequency should stay between 59.5 Hz and 60.5 Hz. Table 2 compares the voltage and frequency operation limits given by the Canadian standard to those given by the IEEE 1547 standard [3,5]. Both standards apply for a grid that has a rated voltage of 120 V<sub>RMS</sub> at 60 Hz. This table shows that they are very similar.

The second chosen method is an active method named Sandia Frequency Shift (SFS), which is also named Active Frequency Drift with Positive Feedback (AFDPF) [6, 9-11]. This method is known for its high efficiency. It has one of the smaller non-detection zones. Moreover, it is inexpensive and simple to implement and it remains efficient even when many inverters are connected to the same PCC [12]. However, this method lightly reduces the output current waveform's quality

and it can produce instability when connected to a weak grid. Regardless, it is still a good compromise between the efficiency of the detection, the waveform quality and the effect on the transient behaviour of the system.

TABLE 2  
INVERTER'S FREQUENCY AND VOLTAGE OPERATION LIMITS FOR THE CANADIAN STANDARD AND THE IEEE 1547 STANDARD.

IEEE 1547 standard		Canadian standard C22.2 No. 107.1-01	
Frequency at the PCC* (Hz)	Clearing time (cycles)	Frequency at the PCC* (Hz)	Clearing time (cycles)
$f < 59.3$	10	$f < 59.5$	6
$f > 60.5$	10	$f > 60.5$	6
Voltage at the PCC* (V <sub>RMS</sub> )	Clearing time (cycles)	Voltage at the PCC* (V <sub>RMS</sub> )	Clearing time (cycles)
$V < 60$	10	$V < 60$	6
$60 \leq V < 106$	120	$60 \leq V \leq 106$	120
$132 < V < 144$	60	$132 \leq V \leq 164$	120
$V \geq 144$	10	$V > 164$	2

\* PCC: Point of Common Coupling

The SFS is an improved version of another method named Active Frequency Drift or Frequency Bias [10]. The SFS applies a positive retroaction to the PCC voltage's frequency and it tries to destabilise the grid by modifying the inverter's output current frequency in order to detect islanding faster.

The inverter's output current frequency is forced to a different value than that of the grid by adding truncations or dead times to the current's waveform (Fig. 2). This allows the increase or the decrease of the frequency. The duration of the truncations or the dead times and the current's frequency is determined by the following equations:

$$W = W_0 + K_F (F_{PCC} - F_{Grid}) \quad (1)$$

$$W_i = (W T_{Grid})/2 \quad (2)$$

$$F_{Inverter} = 1/(T_{Grid} - 2W_i) \quad (3)$$

- $W$  : Truncation or dead time duration [%]
- $W_0$  : Initial duration of the truncation or dead time [%]
- $K_F$  : SFS gain [%/Hz]
- $F_{PCC}$  : PCC voltage's frequency [Hz]
- $F_{Grid}$  : Grid voltage's frequency (60 Hz)
- $W_i$  : Truncation or dead time duration [s]
- $T_{Grid}$  : Grid voltage's period (1/60 s)
- $F_{Inverter}$  : Frequency of the inverter's output current sine part [Hz]

$W_0$  is the duration of the waveform's dead time when the frequency error is zero, and is defined as a percentage of the grid voltage's period. The  $K_F$  gain amplifies the frequency variations by multiplying the difference between the measured PCC voltage's frequency and the nominal grid's frequency (60 Hz).  $F_{Inverter}$  is the frequency of the inverter's output current sine part.

The inverter's output current waveform is set back to zero at each zero crossing of the PCC voltage in order to stay synchronized with the grid. This way, the current's waveform will be back to zero before the voltage's waveform when the inverter's frequency is higher than that of the grid. The current's waveform will thus stay at zero until the next zero crossing of the voltage occurs, and a new sinusoidal half-cycle will begin at this moment. This behaviour will produce a short dead time in the inverter's output current waveform. On the other hand, when the inverter's frequency is lower than that of the grid, the voltage's waveform will be back to zero before the current's waveform, thus forcing the current back to zero. This will produce a truncation of the current's waveform. As shown on Fig. 2, the current's waveform presents a dead time when  $F_{Inverter} > F_{Grid}$  and it is truncated when  $F_{Inverter} < F_{Grid}$ .

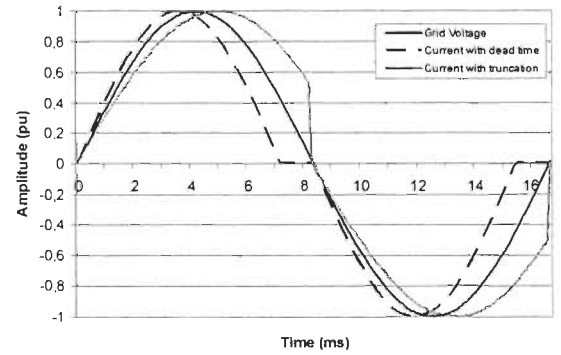


Fig. 2: Waveforms with dead times and truncations

The efficiency of the Sandia Frequency Shift method decreases significantly when the load's quality factor is high. To correct this, a fourth detection method called Sandia Voltage Shift (SVS) [6, 9, 11] will be added. The main advantage of this method is that its efficiency does not change with the load's quality factor. It will then be able to complement the Sandia Frequency Shift method. The SVS method also lightly degrades the output current's waveform quality. It has been demonstrated that the combination of the two methods is very efficient for detect islanding and it presents a very small non-detection zone [6]. The SVS method is very similar to the SFS, except that it applies a positive retroaction to the PCC voltage's amplitude instead of to its frequency. It then controls the output current according to Equation 4.

$$I_{Inverter} = K_V (V_{PCC} - V_{Grid}) \quad (4)$$

Where  $K_V$  is gain expressed in A/V that multiplies the difference between the PCC voltage's amplitude and the grid voltage's nominal value ( $120V_{RMS}$ ).

The implemented islanding detection system is therefore a combination of Under/Over Voltage, Under/Over Frequency, SFS and SVS methods.

#### IV. ISLANDING DETECTION SYSTEM MODEL

The model of the implemented islanding detection system was developed with Matlab/Simulink and its

SimPowerSystems toolbox (Fig. 3). The inverter is modeled as a controlled current source. The inverter's model includes all the algorithms needed by the islanding detection system. These algorithms are based on the equations explained in section III. The inverter's output current is variable and it can present dead times or truncations. A controlled switch disconnects the inverter from the grid when islanding is detected. The local load is modeled as a parallel RLC circuit. The value of the components can be changed according to the specific case that is to be tested. The grid is modeled as a controlled voltage source that produces a harmonic content that comply with the maximum level defined by the main utility operator in Quebec (Hydro-Québec) [13]. It also includes a typical line impedance [14] and a utility breaker used to simulate a grid disconnection.

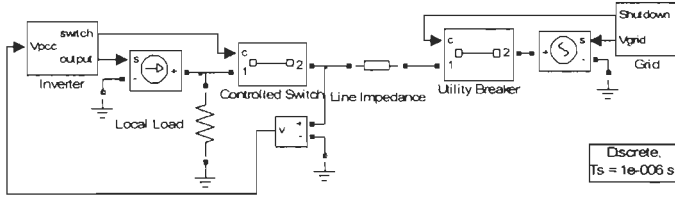


Fig 3 : System's model implemented with Matlab

The islanding detection system was tested for different operating conditions that reproduce the worst cases, which are the cases where the clearing time is the longest. These critical cases were found in the literature [8, 15] and are listed below.

1. The load's resonant frequency is close to that of the grid;
2. The power generated by the distributed source is close to that consumed by the local load ( $\Delta Q = 0$  and  $\Delta P = 0$ );
3. The load's quality factor ( $Q$ ) is near 2.5.

Under normal conditions, the inverter's output current frequency tends to drift toward the load's resonant frequency when the grid is disconnected. When there is no active control over the output current's frequency to force it outside the allowed value, the islanding situation could last too long. In a similar way, the PCC voltage's amplitude variation would be hard to measure if the active and reactive power generated by the inverter is close to that consumed by the load. In this particular case, the detection methods may not be able to detect islanding. However, an active control of the voltage's amplitude will force the voltage to go over the thresholds, thus allowing for the detection of the islanding. The load's quality factor is an important parameter that can change the detection system's ability to detect an islanding situation. An RLC load with a higher quality factor is indeed more resonant. This implies that the load's resonant frequency is more dominant, which also means that it is more difficult for the detection system to force the system's frequency outside the bounds when the grid is disconnected. Equation 5 shows that this occurs when the load presents a high capacitance  $C$  and a low inductance  $L$ , or when its resistance  $R$  is high.

$$Q = R (C/L)^{1/2} \quad (5)$$

Equation 6 defines a system where the active power  $P$  and the reactive power consumed by an inductor ( $Q_L$ ) and consumed by a capacitor ( $Q_C$ ) are measured at 60 Hz.

$$Q = (1/P) (Q_C \times Q_L)^{1/2} \quad (6)$$

Knowing that  $Q_L = Q_C = Q_{vars}$  at the load's resonant frequency, it is possible to deduce Equation 7.

$$Q = Q_{vars}/P \quad (7)$$

A utility engineers discussion group determined that the maximal value for the quality factor of a load connected to a grid is 2.5 [15-16].

This way, the maximal value for  $Q_L$  and  $Q_C$  will be 2.5 times greater than the active power  $P$  consumed by the load.

## V. SIMULATION RESULTS

The hybrid RES model was simulated for the critical cases identified above. These cases occur mostly when the load's resonant frequency is near that of the grid, when the active and reactive power provided by the inverter are close to that consumed by the load and when the quality factor  $Q$  of the load is high. It was then possible to verify the efficiency of the chosen islanding detection methods and to predict their behaviour for a real system.

### Case 1

The first simulated case represents a local load that has a resonant frequency near 60 Hz and a 0.5 quality factor. Since this is a low quality factor, the detection system should react quickly. In this case, the load's power factor is around 0.9, which is a realistic value.

Figure 4 shows the results for this simulation. The first two plots show the PCC voltage's amplitude and frequency. The next plot shows the state of the switch that is used to disconnect the inverter from the grid (the switch is closed when this value is 1). The switch's state drops to 0 when islanding is detected. In these simulations, the breaker is opened at 0.4 s to reproduce a breakdown.

In this case, the frequency variation produced by the grid disconnection is sufficient to trigger the Under/Over Frequency method. Indeed, this happens the same way even when the active methods are deactivated. It is then possible to affirm that in this particular case, when the load is not too demanding of the distributed generation source, the SFS and SVS methods are not useful and they do not accelerate the disconnection. The disconnection happens in less than a half-cycle (0.007 s), which is well under the most strict disconnection time (0.1 s) required by the Canadian standard C22.2 No 107.1-01.



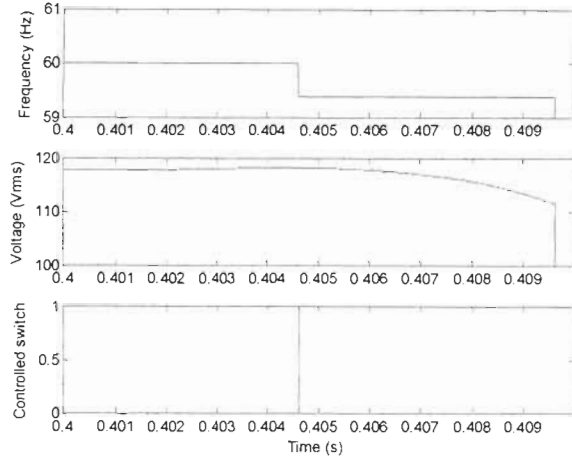


Fig. 4: PCC voltage's amplitude and frequency when the load's resonant frequency is near 60 Hz and  $Q = 0.5$ .

### Case 2

This is the matched load case, which occurs when the power provided by the distributed generation source nears the power consumed by the load. Figure 5 shows the results for a resistive load that consumes the exact amount of power that is provided by the inverter ( $P_{load} = P_{source}$ ).

The simulation shows that both the SFS and the SVS methods were able to detect the islanding situation with a clearing time approximately equal to 0.015 s (1 cycle), which is much lower than the time required by the standard. Figure 5 shows that when the SFS and SVS methods are coupled, the SVS method is faster than the SFS method and it disconnects the inverter when the voltage drops below 106 V (88% of the nominal value).

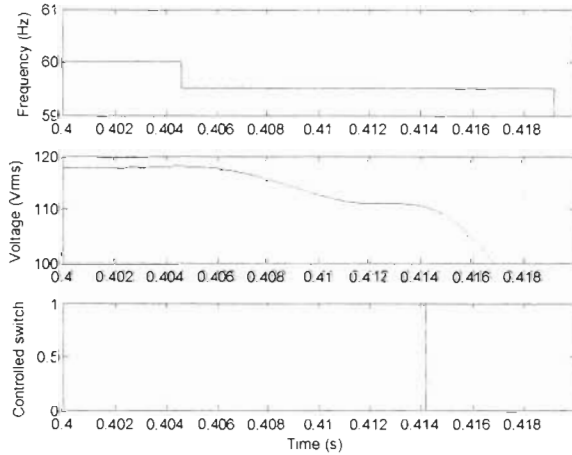


Fig. 5: PCC voltage's amplitude and frequency when  $P_{load} = P_{source}$ .

### Case 3

This case corresponds to a local load with a resonant frequency of 60 Hz and a quality factor of 2.5 (Fig. 6). Since the quality factor is high, the SFS alone cannot detect the islanding situation fast enough to meet the standard. On the other hand, the SVS method detects the islanding quite fast and

it disconnects the inverter in 0.025 s, which is well below the required time.

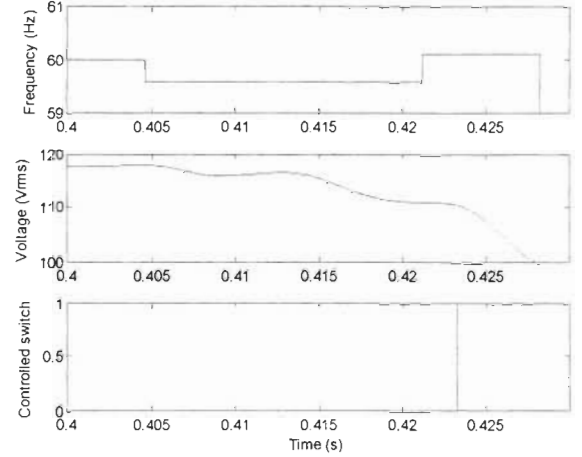


Fig. 6: PCC voltage's amplitude and frequency when the load's resonant frequency is near 60 Hz and  $Q = 2.5$ .

The experimental results will show disconnection times that are longer than those obtained by the simulation. Indeed, the implementation of the algorithms, the frequency of the measurements and the physical system itself will influence the disconnection times. However, the simulation results are useful to obtain an estimate of the islanding detection system's behaviour. Those results are thus used to determine the operating conditions that make the different detection methods less efficient and to find which methods are mostly used.

## VI. INVERTER'S DESIGN

The HRI used for the last few years a bidirectionnal commercial inverter. This inverter is able to power a load from one or more batteries and it can be tied to the grid in order to transfer energy to it or from it. This inverter already includes the Under/Over Voltage and Under/Over Frequency islanding protection methods, and it is protected from over-current conditions. However, this inverter does not offer sufficient protection against islanding. Moreover, it is not flexible enough to be used in the islanding protection system test bench. Indeed, a closer investigation of the inverter's behaviour shown that, when connected between the renewable energy system and the grid, there is always a minimum current of around 4.5 A flowing between the RES and the grid. The inverter avoids this way most of the critical conditions that could lead to islanding. Those cases indeed occur when the grid is connected but does not power the local load. Moreover, the power produced by the commercial inverter has a lot of undesirable harmonic components.

Given the many weaknesses of the commercial inverter, the HRI decided to design a new one. This inverter can provide up to 1000 W and is powered by the RES's batteries. It will also include an improved protection system that combines two passive islanding detection methods, Under/Over Voltage and Under/Over Frequency, and two active methods, Sandia Frequency Shift and Sandia Voltage Shift. This way, the non

detection zone can be reduced. In order to implement the SFS protection, the inverter can control its output current frequency by adding dead times or truncations to the current's waveform. The current's amplitude can be controlled, thus allowing the implementation of the SVS algorithm. The inverter can also be operated in two modes, namely the stand-alone mode and the grid-connected mode. Finally, great care was provided to the output current's waveform in order to produce high-quality power.

The inverter can be divided into five main sections: the DC/DC converter, the DC/DC converter's control circuit, the DC/AC converter, the DC/AC converter's control circuit and the grid-connection interface (Fig. 7).

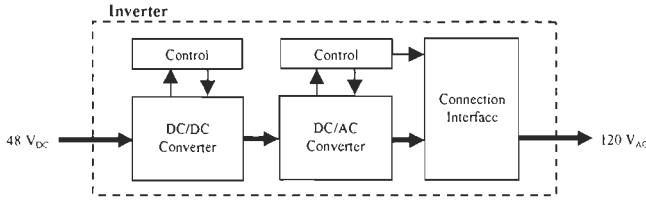


Fig. 7: Bloc diagram of the inverter

The DC/DC converter raises the voltage from the batteries' 48 V to the 170 V needed by the inverter stage. This is achieved by four MOSFETs used in a full bridge configuration. The converter's control circuit generates the MOSFET's gate signals in order to keep the bus voltage constant. The inverter stage also uses a full bridge. The 170 V DC voltage produced by the DC/DC converter is modulated into a sinusoidal AC voltage. A LC low-pass filter is then used to remove the carrier frequency from the AC voltage, thus producing a clean sinusoidal waveform. The inverter is connected to the grid through a relay and a 20 mH inductor. This inductor is mandatory to transfer a current to the grid. It creates a slight phase lag between the inverter's voltage and the grid's voltage. According to equation 8, the active power always flows from the source that produces the leading voltage [17] :

$$P = (V_{Inverter} V_{Grid} \sin \delta) / X \quad (8)$$

The equation 8 shows that the active power P flowing from the inverter depends on the grid's RMS voltage ( $V_{Grid}$ ), the inverter's RMS voltage ( $V_{Inverter}$ ), the lead angle ( $\delta$ ) of the inverter's voltage on the the grid's voltage and the reactance between the inverter and the grid.

## VII. EXPERIMENTAL RESULTS

When the inverter is in the stand-alone mode, it powers a load with a fixed AC voltage. This voltage must be controlled by the inverter's control circuit in order to keep it stable, independently from the load's variations. In grid-connected mode, the inverter operates in parallel with the utility grid. The local load is thus powered by both the inverter and the grid. In this mode, the islanding detection system is activated, which means that the inverter's output current waveform is slightly modified in order to include the dead times or the truncations

needed to accelerate the islanding detection. Moreover, the output current is controlled so that the user can choose the power that will be feeded to the grid by the inverter.

### *Inverter's output voltage in stand-alone mode*

The figure 8 presents the inverter's output voltage waveform in the stand-alone mode. The total harmonic distortion is less than 1 %, which is well below the 5 % limit defined by the Canadian standard.

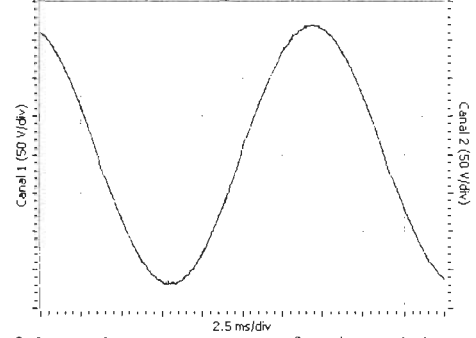


Fig. 8: Inverter's output current waveform in stand-alone mode

### *Inverter's output voltage in grid-connected mode*

The figure 9 shows that the grid's voltage lags slightly behind the inverter's voltage. It is possible to observe that both voltages are of the same amplitude and the same frequency. This condition is mandatory to close the output relay securely.

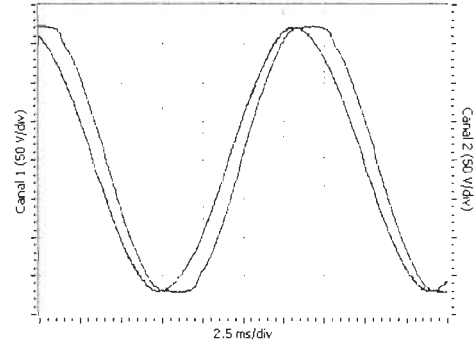


Fig. 9: Inverter's output voltage in stand-alone mode

The figure 10 shows the voltage as measured at the terminals of a resistive load. The dead times and the truncation in the current waveform can be seen easily.

Even when the inverter's output voltage includes the maximum dead times or truncations, the total harmonic distortion is 4 % and 5 %, respectively. The standard is thus respected.

### *Inverter's functional validation*

Firstly, it is important to note that in order to comply with the clearing times imposed by the Canadian standard C22.2 No. 107.1-01 while avoiding false disconnections, the islanding protection algorithms are a slightly modified version of the ones used in the simulations. As shown in the following

table, the maximum numbers of cycles before disconnection of the firmware are less than those specified by the standard C22.2 No. 107.1-01.

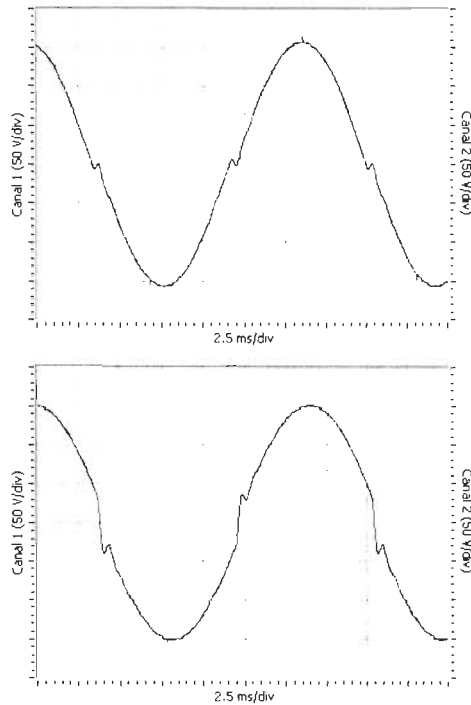


Fig. 10: Inverter's output voltage with dead times and truncations

TABLE 3  
INVERTER'S FREQUENCY AND VOLTAGE OPERATION LIMITS

Frequency at the PCC (Hz)	Clearing time (cycles)	Voltage at the PCC ( $V_{RMS}$ )	Clearing time (cycles)
$f > 63.0$	1	$V > 145$	1
$60.5 < f \leq 63.5$	5	$132 < V \leq 145$	100
$57.0 \leq f < 59.5$	5	$60 \leq V < 110$	100
$f < 57.0$	1	$30 \leq V < 60$	5
		$V < 30$	1

According to the C22.2 No. 107.1-01 standard, a well-defined procedure must be used to test the inverter's compliance. The first step is to test the islanding detection system when the inverter operates at 25 %, 50 % and 100 % of its nominal power. Those tests yielded disconnection times of 5.5 cycles, 6.5 cycles and 19.5 cycles, respectively.

The next step is to test the inverter's behavior when it is connected to a grid which voltage's amplitude or frequency is out of range. The required clearing times vary with the grid voltage's frequency and amplitude. Each of the frequency and amplitude ranges specified by the standard were tested and the measured disconnection times complied with the standard in every case. Finally, the inverter was tested in each of the critical operating conditions defined in section IV.

In order to improve the readability of the figures 11, 12 and 13, the current values were multiplied by a factor of 10. Moreover, the current measures were filtered since the current probes picked up some noise.

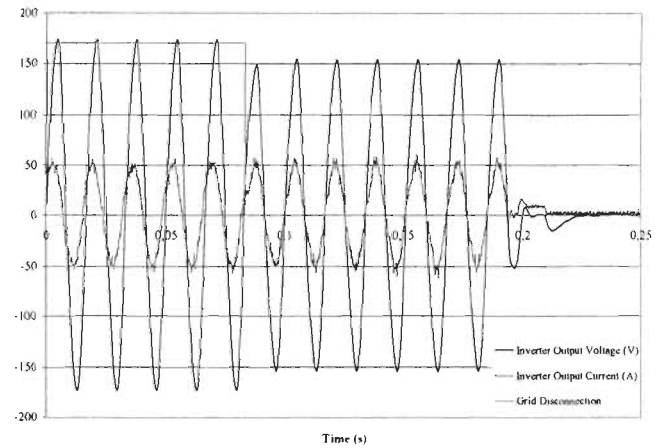


Fig. 11: Inverter's output waveform when the load's resonant frequency is close to that of the grid

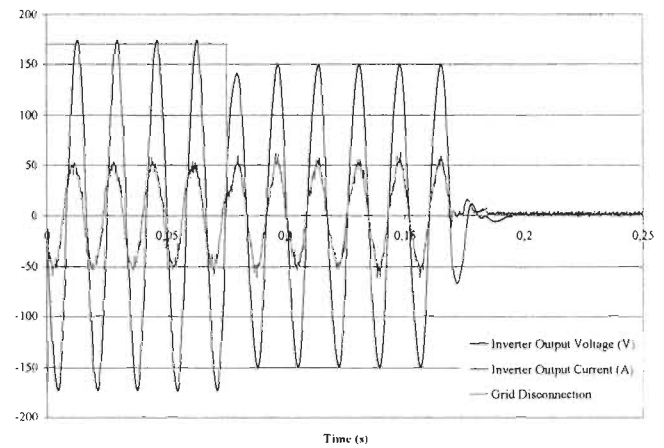


Fig. 12: Inverter's output waveform when the power generated by the distributed generation sources is close that consume by the local load ( $Q_L = Q_C = 350$  Vars)

In the first case, the inverter disconnected after 6.5 cycles, which is well below the 120 cycles defined by the standard (Fig. 11). This figure also shows that the output voltage's amplitude drops when the grid is disconnected. This behaviour is caused by the Sandia Voltage Shift method that tries to destabilize the voltage at the PCC. When the grid is disconnected, this perturbation appears and accelerates the detection of the islanding situation. According to the control algorithm, the system should wait 100 cycles before disconnecting when the voltage is between 60  $V_{RMS}$  and 110  $V_{RMS}$ . Since the system disconnects after only 6.5 cycles it is possible to determine that the Sandia Frequency Shift caused the disconnection.

The second case yielded a disconnection time of 5.5 cycles (Fig. 12). As discussed above, the output voltage's amplitude drops when the grid is disconnected because of the Sandia Voltage Shift.

Finally, the third case yielded a disconnection time of 5.5 cycles (Fig. 13).

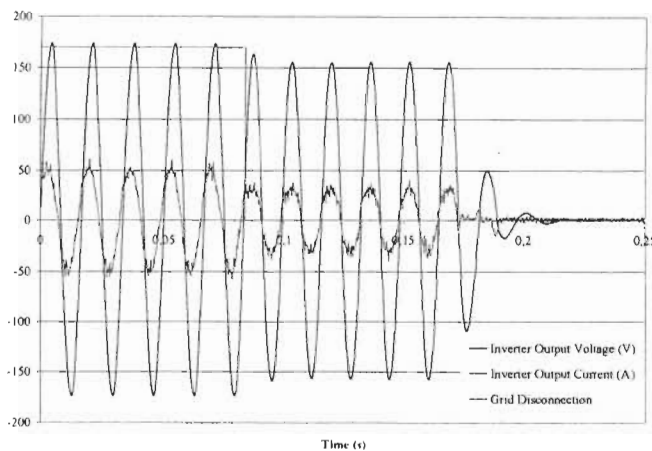


Fig. 13: Inverter's output waveform when the load's quality factor is near 2.5

## VIII. CONCLUSION

The HRI developed an islanding detection system that allows the connection of its hybrid renewable energy system to the grid. The detection system used a combination of methods which are the passive methods Under/Over Frequency and Under/Over Voltage and the active methods Sandia Frequency Shift and Sandia Voltage Shift. In order to predict the hybrid RES behaviour and to identify the particular cases that make the islanding detection methods less efficient, a model of the system was developed using Matlab/Simulink and its SimPowerSystems toolbox. The simulation has shown that the critical cases that were found in the literature tend to make the detection more difficult. These cases occur mostly when the load's resonant frequency is near that of the grid, when the active and reactive power provided by the inverter are close to that consumed by the load and when the quality factor  $Q$  of the load is high. The simulation also showed that the combination of the four methods is efficient for detecting islanding situations even in critical cases. Indeed, the clearing times obtained in simulation remain below those required by the Canadian standard C22.2 No 107.1-01.

It is possible to observe that the clearing time's experimental values are generally higher than the values obtained by simulation. Many factors, as the implementation of the algorithms, the gains of the protection methods and the sample rate of the measures indeed influence the clearing times measured in the system. The simulation was still useful to determine the range of the disconnection times to be expected and the system's behaviour when used with different islanding protection methods.

A test bench was built at the HRI in order to validate the inverter's behaviour. As stated in the Canadian standard C22.2 No. 107.1-01, the islanding detection methods were tested at 25 %, 50 % and 100 % of the inverter's rated power. It was also tested for varying conditions of voltage frequency and amplitude.

The inverter's clearing times are compliant for each of the tests defined in the standard. The values measured for the three critical cases determined in the simulation are also very small,

around 6 cycles. This is also well below the time of 120 cycles specified by the standard.

It is then possible to state that the chosen islanding detection system is efficient and is appropriate to protect the renewable energy system from the islanding situations.

## ACKNOWLEDGEMENTS

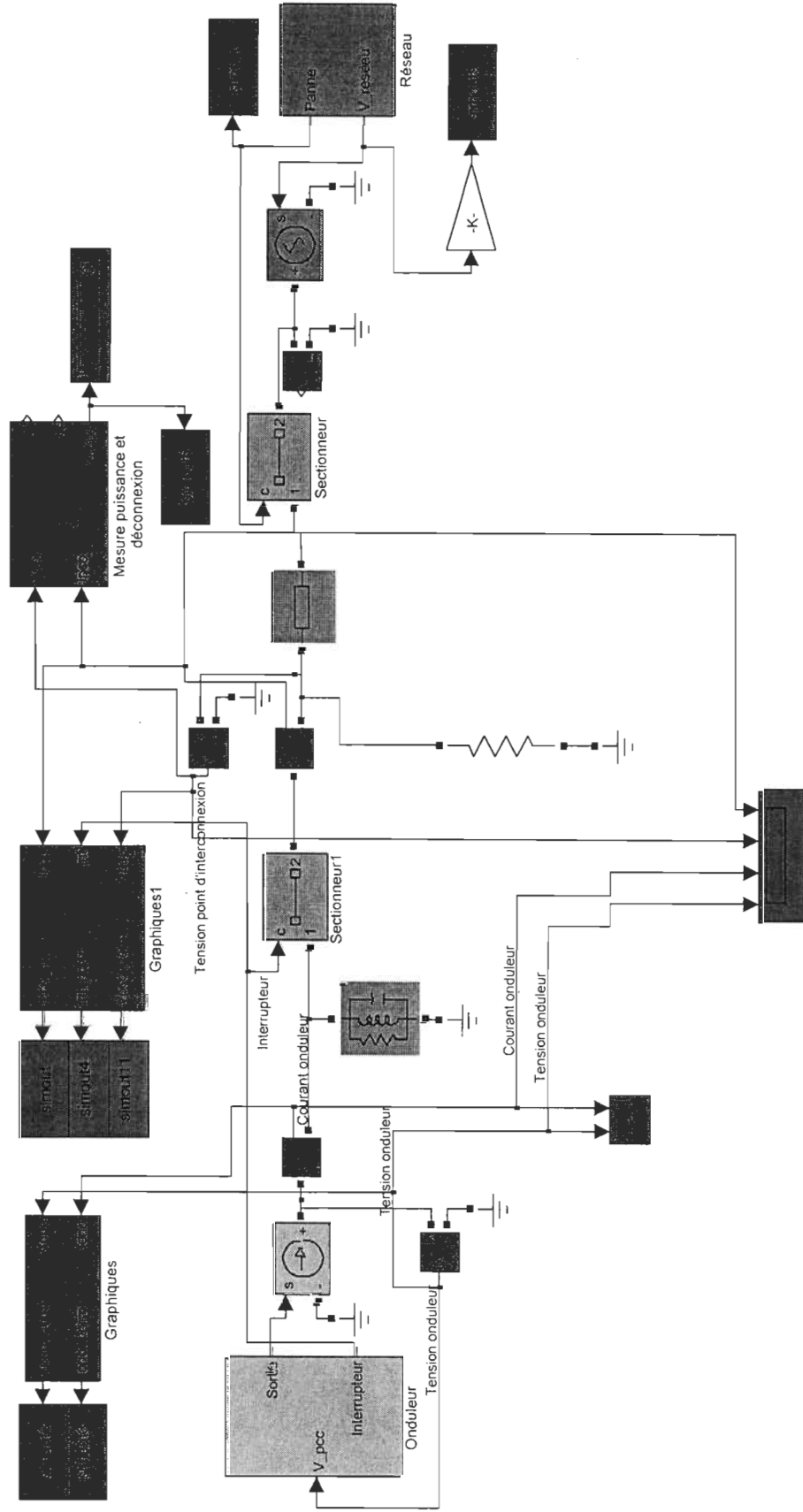
This work has been supported by Hydro-Québec, Natural Resources Canada and the Natural Sciences and Engineering Research Council of Canada. We also acknowledge the advices of Michel Dostie and Eric Le Courtois from the LTE Hydro-Québec.

## REFERENCES

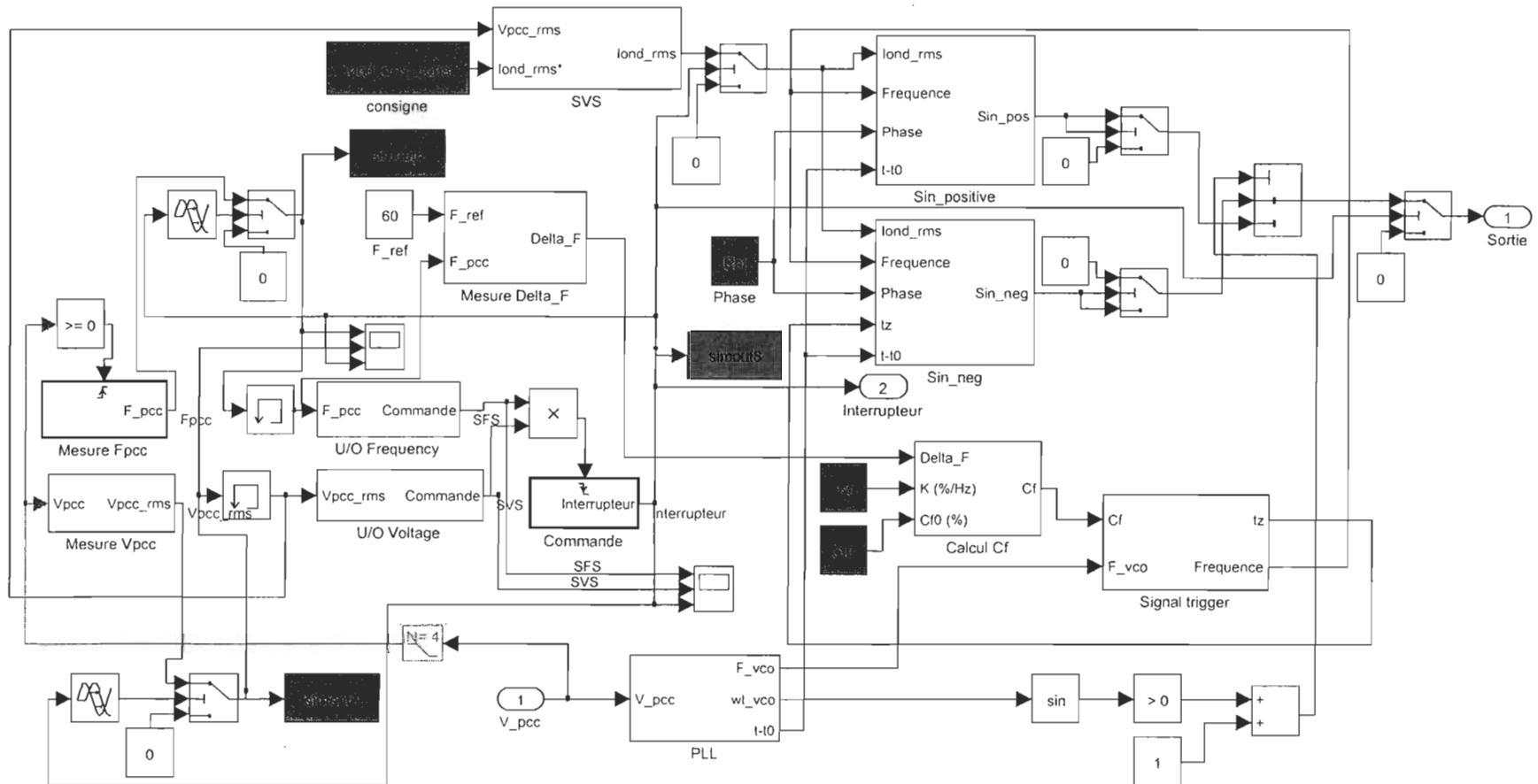
- [1] T. Ackermann, G. Andersson, L. Söder, "Electricity Market regulations and their Impact on Distributed Generation", Proceedings of International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies 2000, London, 4-7 April 2000, pp. 608-613.
- [2] S. Odagiri, "Connection between Dispersed Power Sources and Utility Distribution Systems: TEPCO's Technical Challenges", Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific, IEEE/PES, 6-10 October 2002, volume 2, pp. 1364-1366.
- [3] IEEE, *IEEE Standard for Interconnecting Distributed Sources with Electric Power Systems*, IEEE Standard 1547, 2003.
- [4] M.E. Ropp, K. Aaker, J. Haigh, N. Sabbah, "Using Power Line Carrier Communications to Prevent Islanding", Proceedings of the 28th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Sept 17-22 2000, pp.1675-1678.
- [5] Canadian Standards Association, *General Use Power Supplies*, CSA Standard C22.2 No. 107.1-01, 2001.
- [6] W. Bower, M. Ropp, "Evaluation of Islanding Detection Methods for Utility-Interactive Inverters in Photovoltaic Systems", Sandia Report SAND 2002-3591, 2002.
- [7] S.-J. Huang, F.-S. Pai, "A New Approach to Islanding Detection of Dispersed Generators with Self-commutated Power Converters", IEEE Transaction on Power Delivery, vol. 15, pp. 500-507, April 2000.
- [8] Z. Ye, A. Kolwalkar, Y. Zhang, P. Du, R. Walling, "Evaluation of Anti-Islanding Schemes Based on Nondetection Zone Concept", IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 19, no. 5, September 2004, pp. 1171-1176.
- [9] G.A. Kern, R. H. Bonn, J. Ginn, S. Gonzalez, "Results of Sandia National Laboratories Grid-Tied Inverter Testing", 2<sup>nd</sup> World Conference on PV Solar Energy Conversion, 1998.
- [10] M.E. Ropp, M. Begovic, A. Rohatgi, "Analysis and Performance Assessment of the Active Frequency Drift Method of Islanding Prevention", IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 14, no. 3, September 1999.
- [11] S. Gonzalez, R. Bonn, J. Ginn, "Removing Barriers to Utility Interconnected Photovoltaic Inverters", Proc. 28th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, pp. 1691-1694, 2000.
- [12] M.E. Ropp, M. Begovic, A. Rohatgi, "Determining the Relative Effectiveness of Islanding Detection Methods Using Phase Criteria and Nondetection Zones", IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 15, no. 3, September 2000.
- [13] Hydro-Québec, "Caractéristiques et cibles de qualité de la tension fournie par les réseaux moyenne et basse tension d'Hydro-Québec", Report 30012-01-02, 2001.
- [14] T. Wildi, *Électrotechnique*, 3<sup>rd</sup> edition, Québec, Canada, 2000, p. 980.
- [15] A. Woyte, R. Belmans, J. Nijs, "Testing the Islanding Protection Function of Photovoltaic Inverters", IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 18, no. 1, March 2003, pp. 157-162.
- [16] A. Woyte, K. De Brabandere, D. Van Dommelen, R. Belmans, J. Nijs, "International Harmonization of Grid Connection Guidelines: Adequate Requirements for the Prevention of Unintentional Islanding", Progress in Photovoltaics: Research and Applications, vol. 11, 2003, pp. 407-424.
- [17] T. Wildi, *Électrotechnique*, 3<sup>rd</sup> edition, Québec, Canada, 2000, p. 1122.

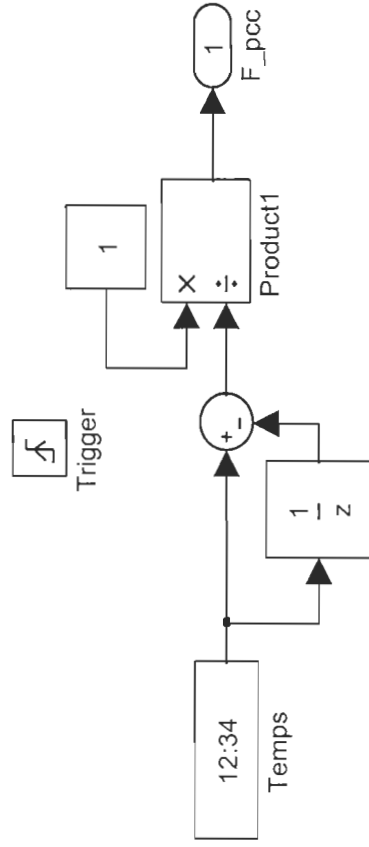
## **Annexe B : Schémas bloc détaillés de la modélisation du système**

mdl\_onduleur\_svs\_sfs



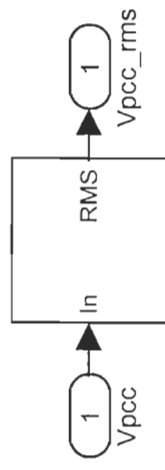
Discrete,  
Ts = 1e-006 s,  
powergui

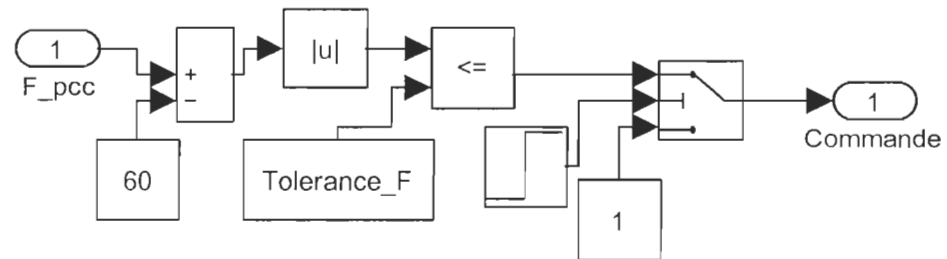




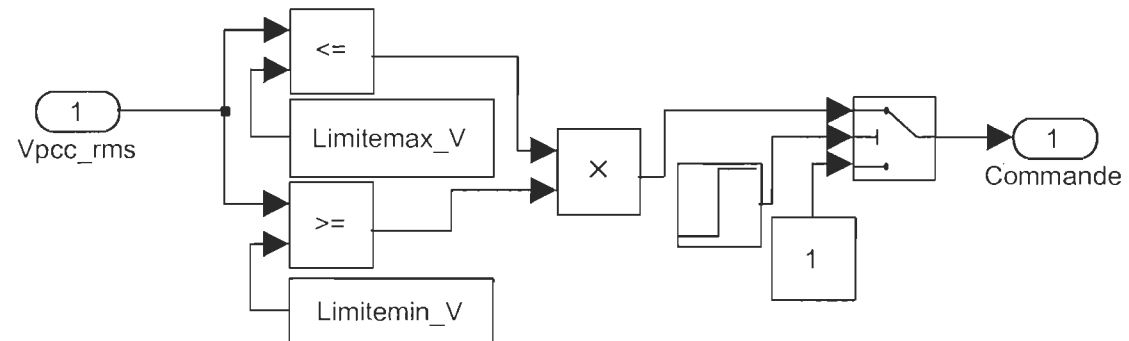


mdl\_onduleur\_svs\_sfs/Onduleur/Mesure Vpcc

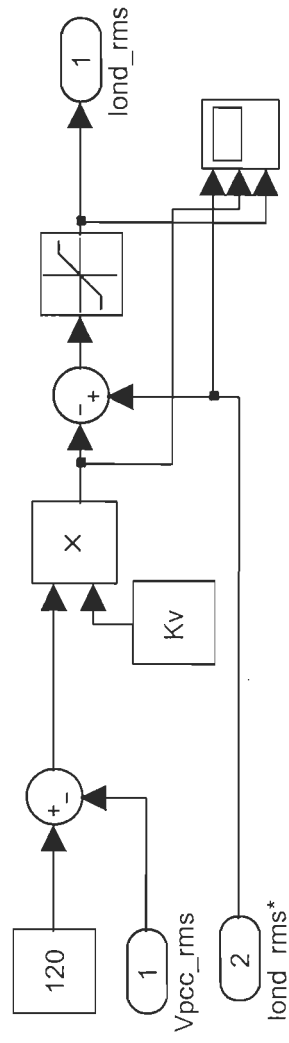




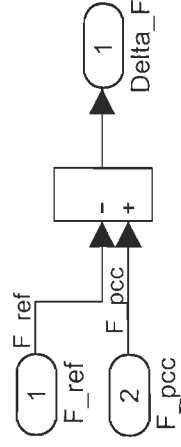
Ne pas créer de déconnexion du réseau avant Tstab (instabilité du système)

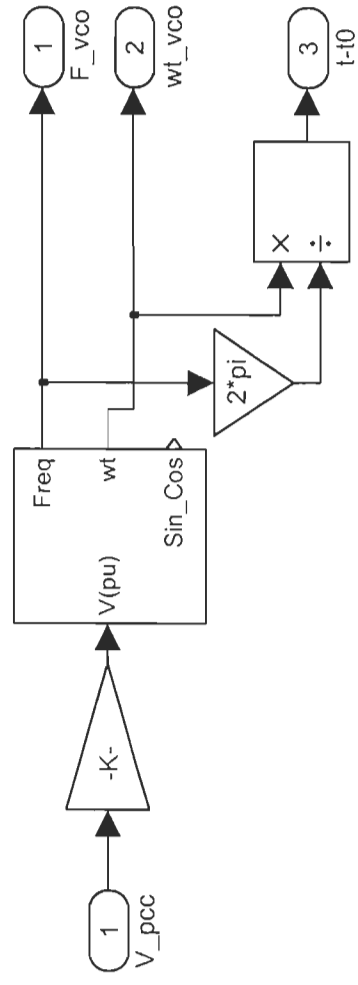


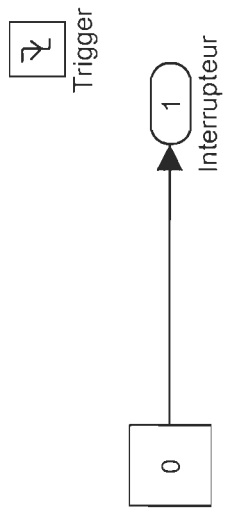
Ne pas créer de déconnexion du réseau avant Tstab (instabilité du système)

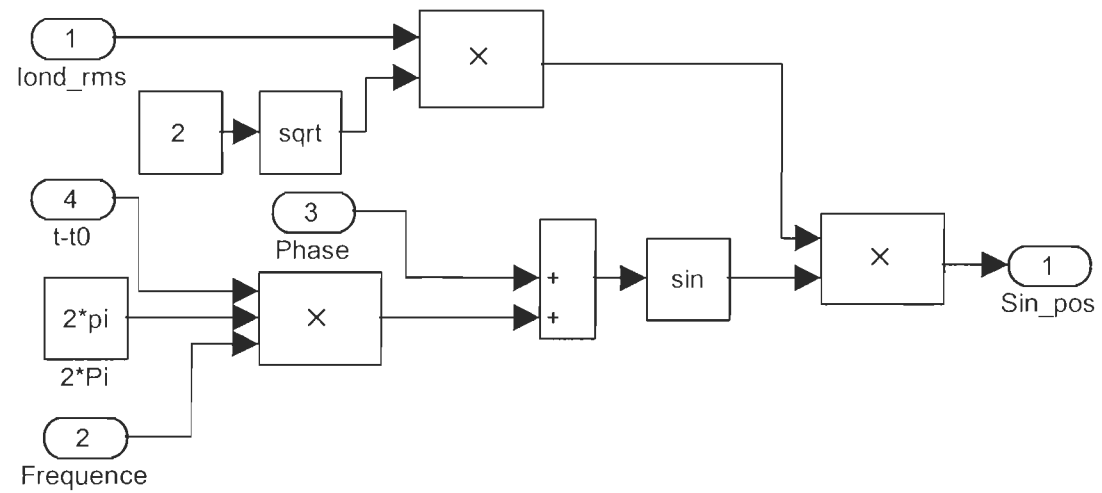


mdl\_onduleur\_svs\_sfs/Onduleur/Mesure Delta\_F

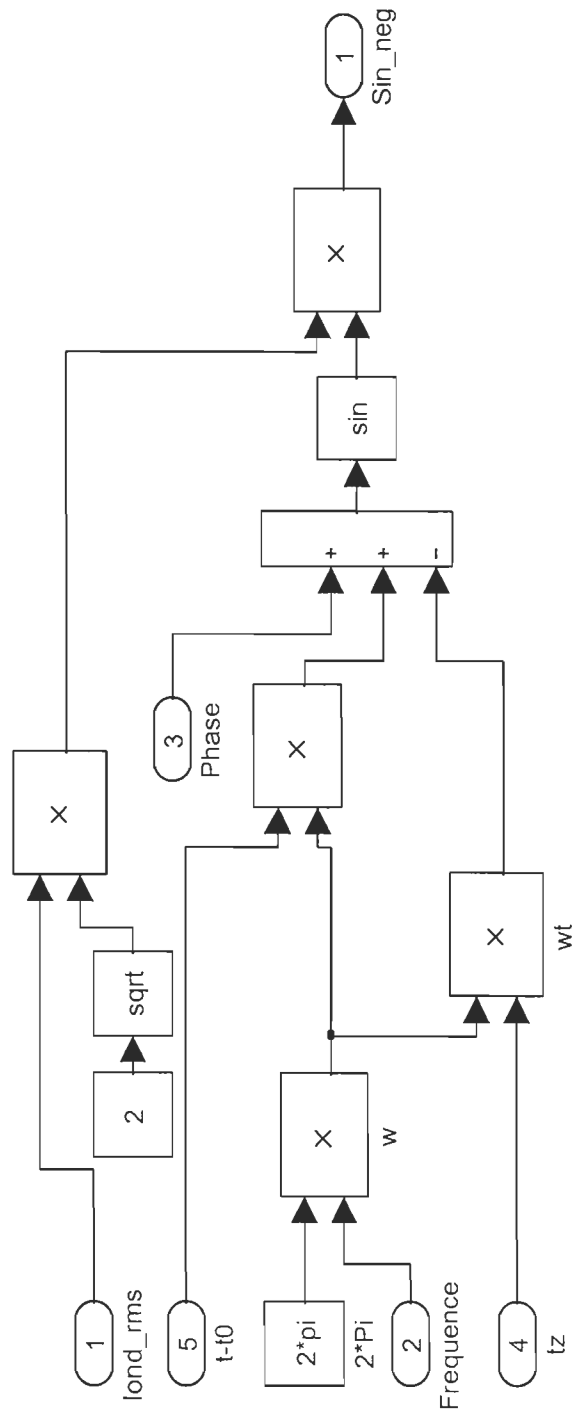


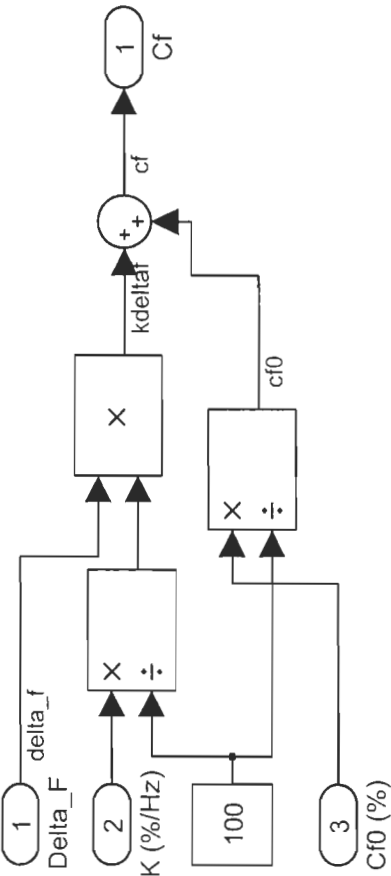


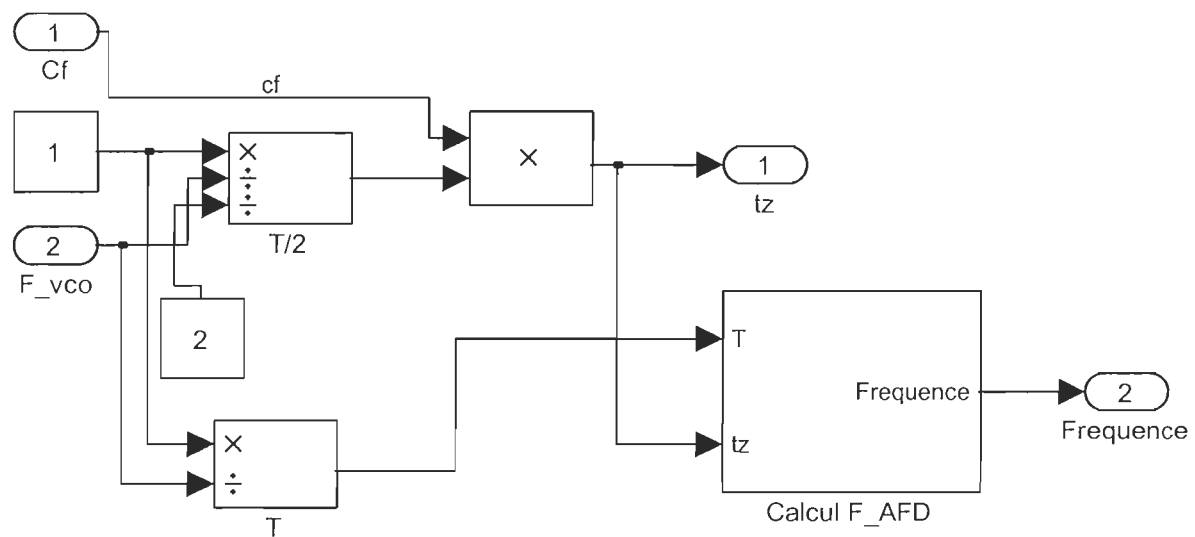


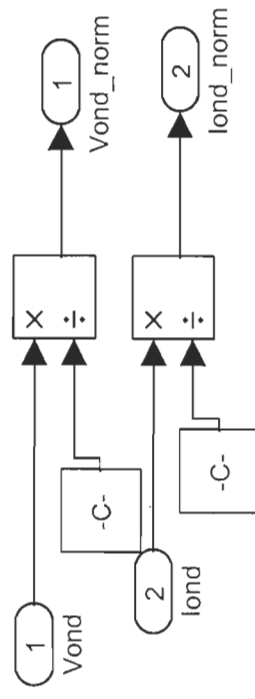


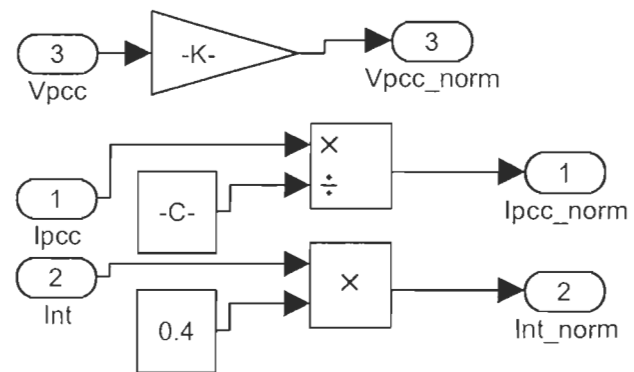


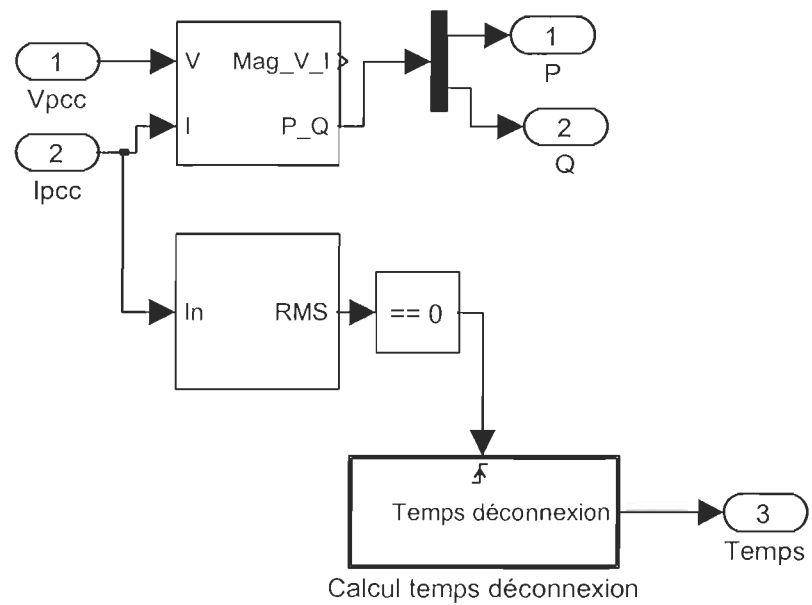


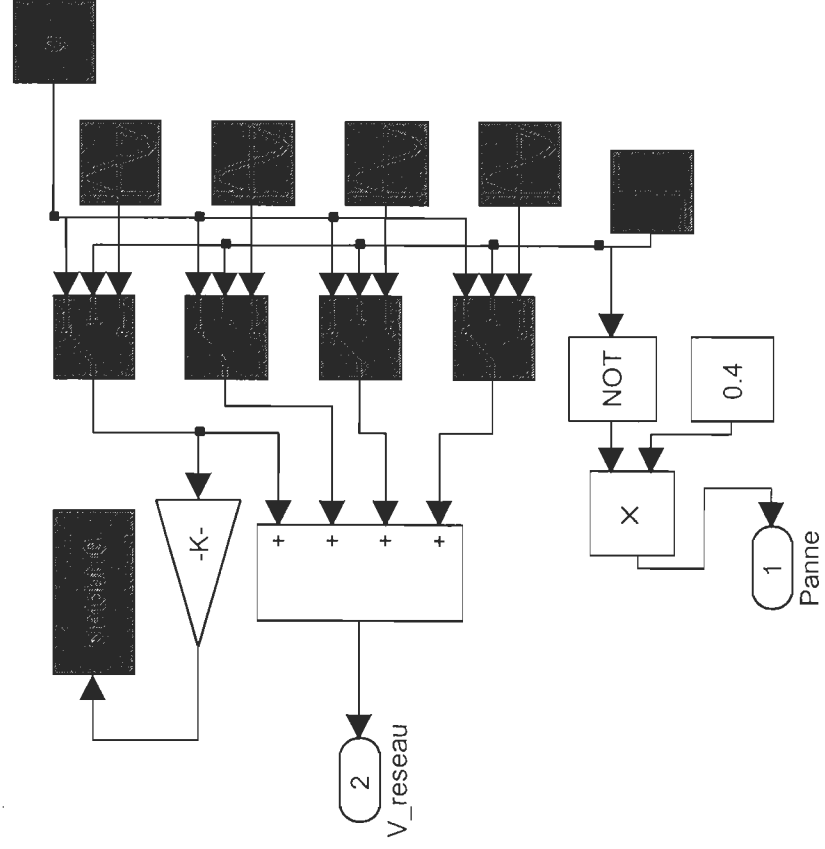






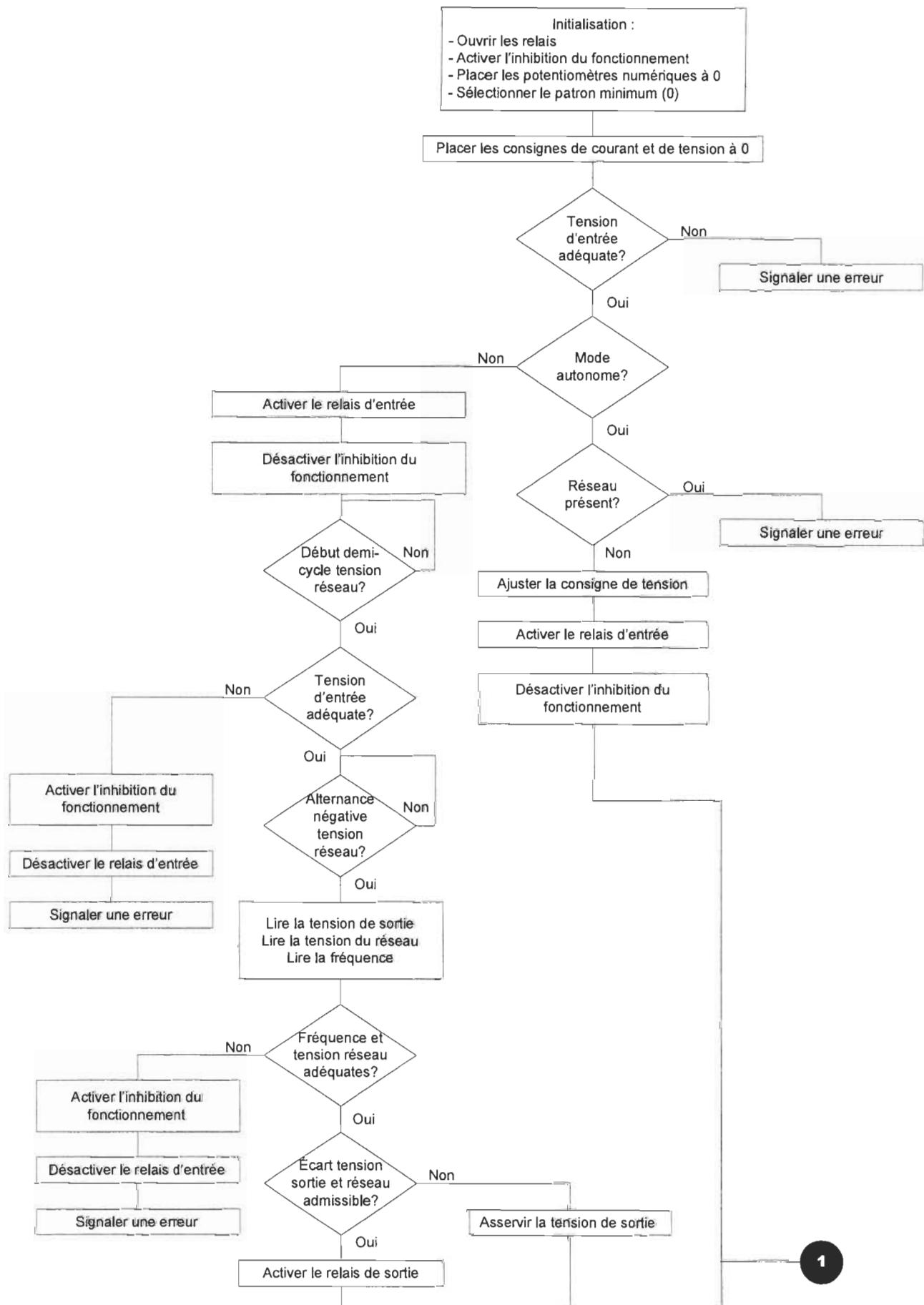


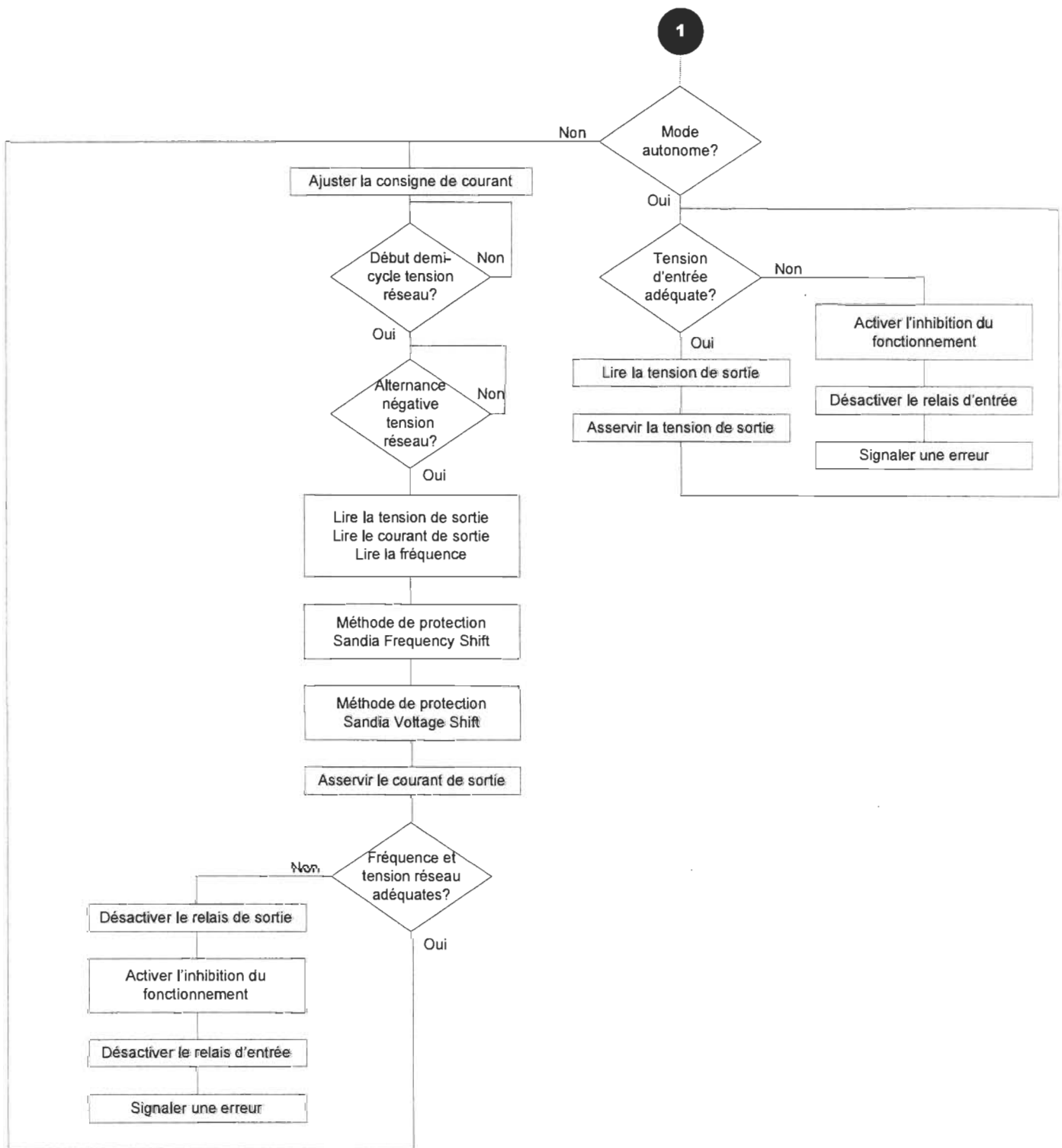




**Annexe C : Organigramme du programme implanté dans  
la carte de contrôle**







## **Annexe D : Code du programme implanté dans la carte de contrôle**

/\*-----

# PROGRAMME DE CONTRÔLE DE L'ONDULEUR

Description : Contrôle et protection d'un onduleur en mode autonome ou connecté au réseau. Le mode autonome asservit la tension de sortie et le mode connecté asservit le courant tout en vérifiant la présence d'une situation d'ilotage.

Auteurs : Mylène Robitaille  
Alexis Bilodeau

Date de création : 31/01/2005  
Dernière modification : 14/02/2006

## Modifications :

- 0.3 : Ajout de la communication i2c
- 0.2 : Ajout de l'algorithme de connexion au réseau
- 0.1 : Version originale.

-----\*/

/\*-----

## PÉRIPHÉRIQUES UTILISÉS

### Port A

- RA0 : Entrée analogique (courant de sortie)  
Plage réelle : 0A - 12.5A  
Plage physique : 0V - 3.3V  
Plage numérique : 0 - 1023
- RA1 : Entrée analogique (tension de sortie)  
Plage réelle : 0V - 205V  
Plage physique : 0V - 3.3V  
Plage numérique : 0 - 1023
- RA2 : Entrée analogique (tension convertisseur CC)  
Plage réelle : 0V - 205V  
Plage physique : 0V - 3.3V  
Plage numérique : 0 - 1023
- RA3 : Tension de référence (3.3V)
- RA4 : Sortie numérique (shutdown)  
0 -> shutdown actif  
1 -> shutdown inactif
- RA5 : Entrée analogique (tension d'entrée)  
Plage réelle : 0V - 65V  
Plage physique : 0V - 3.3V  
Plage numérique : 0 - 1023

### Port B

- RB0 : Sortie numérique (direction pot. contrôle du courant)  
0 -> décrémentation  
1 -> incrémententation
- RB1 : Sortie numérique (horloge pot. contrôle du courant)  
Incrémententation/décrémentation sur front descendant  
0 -> état actif  
1 -> état de repos
- RB2 : Sortie numérique (direction pot. contrôle de la tension)  
0 -> décrémentation  
1 -> incrémententation

RB3 : Sortie numérique (horloge pot. contrôle de la tension)  
 Incrémentation/décrémentation sur front descendant  
 0 -> état actif  
 1 -> état de repos

RB4-RB7 : Sorties numériques (consigne plateaux/troncatures)  
 0 à 7 : plateaux  
 -1 à -8 : troncatures

#### Port C

RC0 : Entrée numérique (mode de fonctionnement)  
 0 -> interconnecté au réseau  
 1 -> autonome (UPS)

RC1 : Entrée numérique (phase)  
 0 -> demi-cycle positif  
 1 -> demi-cycle négatif

RC2 : Entrée de capture (CCP1) (fréquence)  
 1 impulsion par demi-cycle

RC3 : Communication i2c (horloge)  
 Configurer en entrée

RC4 : Communication i2c (données)  
 Configurer en entrée

RC5 : Sortie numérique (relais 3)  
 0 -> relais ouvert  
 1 -> relais fermé

RC6 : Sortie numérique (relais d'entrée)  
 0 -> relais ouvert  
 1 -> relais fermé

RC7 : Sortie numérique (relais de connexion au réseau)  
 0 -> relais ouvert  
 1 -> relais fermé

#### Module de capture et de comparaison

CCP1 et timer 3 : Mesure de la période de chaque cycle (fréquence)  
 Plage réelle : 0ms à 26.2ms (38.1Hz à inf.)  
 Plage numérique : 0 à 65535

-----\*/

```
#include "../Include/Main.h"
#include "../Include/PIC18F242.h"
#include "../Include/stdtypes.h"
```

```
// UINT16 mesures[300];
// UINT16 mesidx=0;
```

```
#include "i2c.c"
#include "io.c"
#include "peripheriques.c"
#include "controle.c"
#include "protection.c"
```

/\*-----

#### DÉCLARATION DES FONCTIONS

-----\*/

```
void Init(void) {
```

```

// Initialiser les composants
InitIO();
InitPeripheriques();
i2c_init();
// Activer les interruptions
ACTIVE_INT();
}

/*-----

PROGRAMME PRINCIPAL

-----*/

void main(void) {

    // Mesures
    UINT16 CourantSortie=0;
    UINT16 TensionSortie=0;
    UINT16 TensionSortieOnduleur=0;
    UINT16 TensionEntree=0;
    UINT16 Frequence=0;

    // État du système
    UINT8 EtatActuelSysteme = SYSTEME_NORMAL;
    UINT8 EtatActuelSortie = SORTIE_DECONNECTEE;
    BOOL ConsigneMode;

    UINT8 CompteurConnexionOK = 0;
    INT8 temp=0;
    UINT8 templ=0;

    // Consigne de courant (mode interconnecté)
    UINT16 ConsigneCourantSortie=0;
    UINT16 DeltaConsigneCourantSortie=0;

    // Consigne de tension (mode autonome)
    UINT16 ConsigneTensionSortie=0;

    // Vérifier si la valeur correspond à celle du module
    // externe
    // Indicateur de fin de demi-cycle
    // extern BOOL FinDemiCycle;

    // Initialisation
    Init();
    // Initialiser les consignes de courant et de tension à 0%
    SelectSignalTension(0);
    SelectSignalCourant(0);
    // Initialiser les plateaux/troncatures à 0
    SelectCF(0);
    // Vérifier que la tension d'entrée est adéquate
    TensionEntree = LireTensionEntree();
    if((TensionEntree > TENSION_ENTREE_MAX) ||
        (TensionEntree < TENSION_ENTREE_MIN)) {
        // Signaler une erreur
        EtatActuelSysteme = SYSTEME_FAUTE_ENTREE;
        goto ERROR;
    }
    // Lire le mode de fonctionnement sélectionné
    // SERA FONCTIONNEL LORSQUE LA SWITCH SERA INSTALLÉE
    //ConsigneMode = LireMode();
    //ConsigneMode = MODE_AUTONOME;
    ConsigneMode = MODE_INTERCONNECTE;
    switch(ConsigneMode) {
        case MODE_AUTONOME: {
            // Vérifier si le réseau est connecté
            TensionSortie = LireTensionSortie();
            delai_ms(5);
        }
    }
}

```

```

TensionSortie += LireTensionSortie();
if(TensionSortie > 10) {
    // Signaler une erreur, la charge est déjà alimentée
    EtatActuelSysteme = SYSTEME_FAUTE_UTILISATEUR;
    goto ERROR;
}
// Ajuster la consigne de tension
ConsigneTensionSortie = TENSION_NOMINALE;
// Connecter le convertisseur CC/CC
delai_ms(1000);
RELAIS_ENTREE_ON();
// Démarrer l'onduleur
delai_ms(1000);
SHUTDOWN_OFF();
delai_ms(500);
// Mettre à jour l'état du système
EtatActuelSortie = SORTIE_CONNECTEE_AUTONOME;
} break;
case MODE_INTERCONNECTE: {
    // Connecter le convertisseur CC/CC
    delai_ms(1000);
    RELAIS_ENTREE_ON();
    // Démarrer l'onduleur
    delai_ms(1000);
    SHUTDOWN_OFF();
    while(EtatActuelSortie != SORTIE_CONNECTEE_RESEAU) {
        while(!FinDemiCycle);
        FinDemiCycle = false;
        // Vérifier si la tension d'entrée est toujours adéquate
        TensionEntree = LireTensionEntree();
        if((TensionEntree > TENSION_ENTREE_MAX) ||
            (TensionEntree < TENSION_ENTREE_MIN)) {
            // Déconnecter l'onduleur
            SHUTDOWN_ON();
            RELAIS_ENTREE_OFF();
            EtatActuelSortie = SORTIE_DECONNECTEE;
            // Signaler une erreur
            EtatActuelSysteme = SYSTEME_FAUTE_ENTREE;
            goto ERROR;
        }
    }
    // Effectuer les vérifications seulement une fois
    // par cycle
    if(CycleActif == CYCLE_NEGATIF) {
        if(PORTC & (1<<RC3)) PORTC &= ~(1<<RC3);
        else PORTC |= (1<<RC3);
        // Tenter de connecter le système
        TensionSortie = LireTensionSortie();
        TensionSortieOnduleur = LireTensionSortieOnduleur();
        Frequence = LireFrequence();
        delay_cycles(1);
        // Vérifier les conditions de faute
        if(VerifTension(TensionSortie) || VerifFrequence(Frequence)) {
            SHUTDOWN_ON();
            RELAIS_ENTREE_OFF();
            // Indique la présence d'une faute
            EtatActuelSysteme = SYSTEME_FAUTE_RESEAU;
            goto ERROR;
        }
    }

    if((abs((INT16)TensionSortie - (INT16)TensionSortieOnduleur)) < ECART_TENSION_MAX) {
        if(CompteurConnexionOK++ >= 10) {
            // Connecter le système
            EtatActuelSortie = SORTIE_CONNECTEE_RESEAU;
            delay_cycles(1);
            RELAIS_SORTIE_ON();
            CompteurConnexionOK = 0;
        }
    }
    else {
        ControleTension(TensionSortie, TensionSortieOnduleur);
        CompteurConnexionOK = 0;
    }
}

```

```

        delai_ms(300);
        FinDemiCycle = false;
    }
}
} break;
}

// Boucle principale
while(1) {

    switch(ConsigneMode) {

        // Mode interconnecté au réseau
        case MODE_INTERCONNECTE: {

            // Ajuster la consigne de courant
            ConsigneCourantSortie = 280;

            // Attendre la fin d'un demi-cycle
            while(!FinDemiCycle);

            FinDemiCycle = false;

            // Effectuer les vérifications seulement une fois
            // par cycle
            if(CycleActif == CYCLE_NEGATIF) {

                // Lire les mesures
                CourantSortie = LireCourantSortie();
                TensionSortie = LireTensionSortie();
                Frequence = LireFrequence();

                delay_cycles(1);

                // Exécuter les algorithmes de protection
                SFS(Frequence);
                DeltaConsigneCourantSortie = SVS(TensionSortie);
                if(DeltaConsigneCourantSortie < ConsigneCourantSortie) {
                    ConsigneCourantSortie -= DeltaConsigneCourantSortie;
                }
                else ConsigneCourantSortie = 0;

                // Asservir le courant de sortie
                ControleCourant(ConsigneCourantSortie, CourantSortie);

                // Vérifier les conditions de faute
                if(VerifTension(TensionSortie) || VerifFrequence(Frequence)) {
                    // Déconnexion du système et mise à jour de l'état
                    RELAIS_SORTIE_OFF();
                    SHUTDOWN_ON();
                    RELAIS_ENTREE_OFF();
                    EtatActuelSortie = SORTIE_DECONNECTEE;
                    EtatActuelSysteme = SYSTEME_FAUTE_RESEAU;
                    goto ERROR;
                }
            }
        } break;

        // Mode autonome
        case MODE_AUTONOME: {
            delai_ms(17);
            // Vérifier si la tension d'entrée est toujours adéquate
            TensionEntree = LireTensionEntree();
            if((TensionEntree > TENSION_ENTREE_MAX) ||
                (TensionEntree < TENSION_ENTREE_MIN)) {
                // Déconnecter l'onduleur
                SHUTDOWN_ON();
                RELAIS_ENTREE_OFF();
                EtatActuelSortie = SORTIE_DECONNECTEE;
                // Signaler une erreur
            }
        }
    }
}

```



```
EtatActuelSysteme = SYSTEME_FAUTE_ENTREE;
goto ERROR;
}
// Lire les mesures
TensionSortieOnduleur = LireTensionSortieOnduleur();
// Asservir la tension de sortie
ControleTension(ConsigneTensionSortie, TensionSortieOnduleur);
} break;
}
}

ERROR:
    while(1);
}
```

```

/*-----
FONCTIONS D'ASSERVISSEMENT
-----*/

#include "../Include/controle.h"

/* ControleTension

Description : ajustement du signal de contrôle de tension
              nécessaire pour atteindre la consigne
Arguments : consigne (plage de 0 à 1023)
              tension mesurée (plage de 0 à 1023)
Valeur retournée : aucune
*/

void ControleTension(UINT16 consigne, UINT16 tension) {

    static INT16 Integrateur=0;
    INT16 Erreur;
    INT16 SignalControle;

    // Calculer l'erreur
    Erreur = consigne - tension;
    // Calculer le terme integral
    Integrateur += (Erreur * KI_MUL_TENSION) / KI_DIV_TENSION;
    // Saturer l'intégrateur
    if(Integrateur > 1023) Integrateur = 1023;
    else if(Integrateur < 0) Integrateur = 0;
    // Ajouter le terme proportionnel
    SignalControle = Integrateur +
        ((Erreur * KP_MUL_TENSION) / KP_DIV_TENSION);
    // Ajuster le signal de contrôle à la plage disponible
    SignalControle /= 32;
    // Saturer le signal de contrôle
    if(SignalControle > 31) SignalControle = 31;
    else if(SignalControle < 0) SignalControle = 0;
    // Appliquer le signal de commande
    SelectSignalTension((UINT8)SignalControle);

}

/* ControleCourant

Description : ajustement du signal de contrôle du courant
              nécessaire pour atteindre la consigne
Arguments : consigne (plage de 0 à 1023)
              courant mesuré (plage de 0 à 1023)
Valeur retournée : aucune
*/

void ControleCourant(UINT16 consigne, UINT16 courant) {

    static INT16 Integrateur=0;
    INT16 Erreur;
    INT16 SignalControle;

    // Calculer l'erreur
    Erreur = consigne - courant;
    // Calculer le terme integral
    Integrateur += (Erreur * KI_MUL_COURANT) / KI_DIV_COURANT;
    // Saturer l'intégrateur
    if(Integrateur > 1023) Integrateur = 1023;
    else if(Integrateur < 0) Integrateur = 0;
    // Ajouter le terme proportionnel
    SignalControle = Integrateur +
        ((Erreur * KP_MUL_COURANT) / KP_DIV_COURANT);
    // Ajuster le signal de contrôle à la plage disponible
    SignalControle /= 32;
    // Saturer le signal de contrôle

```

```
// PUISSANCE LIMITÉE À LA MOITIÉ, SATURER À 31 POUR PLEINE
// PUISSANCE !!!
if(SignalControle > 20) SignalControle = 20;
else if(SignalControle < 0) SignalControle = 0;
// Appliquer le signal de commande
SelectSignalCourant((UINT8)SignalControle);
```

```
}
```

```

/*-----
FONCTIONS D'ENTRÉE/SORTIE
-----*/

#include "../Include/io.h"

/* InitIO

Description : initialisation des dispositifs d'entrée/sortie
Arguments : aucun
Valeur retournée : aucune
*/

void InitIO(void) {

    // Configurer la direction des ports
    // RA4 en sortie
    TRISA &= ~(1<<RA4);
    // Port B en sortie
    TRISB = 0;
    // !!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!
    TRISC &= ~(1<<RC0) & ~(1<<RC3) & ~(1<<RC4);
    // !!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!
    PORTC &= ~(1<<RC3) & ~(1<<RC4);
    // RC5-RC7 en sortie
    TRISC &= ~(1<<RC5) & ~(1<<RC6) & ~(1<<RC7);
    // Ouvrir les relais d'entrée et de sortie
    RELAIS_ENTREE_OFF();
    RELAIS_SORTIE_OFF();
    SHUTDOWN_ON();
    // Configurer le convertisseur analogique/numérique
    // Activer le module et utiliser horloge Fosc/64
    ADCON0 = 0;
    ADCON0 |= (1<<ADON) | (1<<ADCS1);
    // Sélectionner canaux AN0-AN2, AN4 comme entrées analogiques,
    // Vref+ sur AN3, résultat justifié à droite
    ADCON1 = 0;
    ADCON1 |= (1<<ADFM) | (1<<PCFG1) | (1<<PCFG0) | (1<<ADCS2);
    // Initialiser les potentiomètres numériques (doit être à 0)
    SelectSignalCourant(0);
    SelectSignalTension(0);
    // Initialiser le chopping fraction à 0
    SelectCF(0);
}

/* SelectCF

Description : sélectionne le chopping fraction voulu sur l'EEPROM
Arguments : chopping fraction (plage de -4 à 3)
Valeur retournée : aucune
*/

void SelectCF(INT8 cf) {

    // Saturer le chopping fraction
    if(cf > 3) cf = 3;
    else if(cf < -4) cf = -4;
    // Réinitialiser la sortie du port
    PORTB &= 0x0F;
    // Appliquer le chopping fraction
    if(cf >= 0) {
        //PORTB |= (1<<RB7);
        PORTC |= (1<<RC0);
        cf -= 4;
    }
    else if(cf < 0) {
        //PORTB &= ~(1<<RB7);
        PORTC &= ~(1<<RC0);
        cf += 4;
    }
}

```

```

}
// Appliquer le chopping fraction
cf &= 0x03;
PORTB |= (cf<<4);
}

/* LireCourantSortie

Description : conversion A/N du courant de sortie
Arguments : aucun
Valeur retournée : courant de sortie (plage de 0 à 1023)
*/

UINT16 LireCourantSortie(void) {

    UINT16 resultat;

    // Sélectionner le canal 0
    ADCON0 &= 0xC7;
    // Temps de charge de l'échantillonneur-bloqueur
    delai_us(10);
    // Démarrer la conversion
    ADCON0 |= (1<<GO_DONE);
    // Attendre la fin de la conversion
    while(ADCON0 & (1<<GO_DONE));
    // Retourner le résultat de la conversion
    resultat = makel6(ADRESH, ADRESL);
    return resultat;
}

/* LireTensionSortie

Description : conversion A/N de la tension de sortie
Arguments : aucun
Valeur retournée : tension de sortie (plage de 0 à 1023)
*/

UINT16 LireTensionSortie(void) {

    UINT16 resultat;

    // Sélectionner le canal 1
    ADCON0 &= 0xC7;
    ADCON0 |= (1<<CHS0);
    // Temps de charge de l'échantillonneur-bloqueur
    delai_us(10);
    // Démarrer la conversion
    ADCON0 |= (1<<GO_DONE);
    // Attendre la fin de la conversion
    while(ADCON0 & (1<<GO_DONE));
    // Retourner le résultat de la conversion
    resultat = makel6(ADRESH, ADRESL);
    return resultat;
}

/* LireTensionSortieOnduleur

Description : conversion A/N de la tension de sortie de l'onduleur
Arguments : aucun
Valeur retournée : tension de sortie de l'onduleur (plage de 0 à 1023)
*/

UINT16 LireTensionSortieOnduleur(void) {

    UINT16 resultat;

    // Sélectionner le canal 2
    ADCON0 &= 0xC7;
    ADCON0 |= (1<<CHS1);

```

```

// Temps de charge de l'échantillonneur-bloqueur
delai_us(10);
// Démarrer la conversion
ADCON0 |= (1<<GO_DONE);
// Attendre la fin de la conversion
while(ADCON0 & (1<<GO_DONE));
// Retourner le résultat de la conversion
resultat = makel6(ADRESH, ADRESL);
return resultat;
}

/* LireTensionEntree

Description : conversion A/N de la tension d'entrée
Arguments : aucun
Valeur retournée : tension d'entrée (plage de 0 à 1023)
*/

UINT16 LireTensionEntree(void) {

    UINT16 resultat;

    // Sélectionner le canal 4
    ADCON0 &= 0xC7;
    ADCON0 |= (1<<CHS2);
    // Temps de charge de l'échantillonneur-bloqueur
    delai_us(10);
    // Démarrer la conversion
    ADCON0 |= (1<<GO_DONE);
    // Attendre la fin de la conversion
    while(ADCON0 & (1<<GO_DONE));
    // Retourner le résultat de la conversion
    resultat = makel6(ADRESH, ADRESL);
    return resultat;
}

/* LireMode

Description : lecture du sélecteur de mode de fonctionnement
Arguments : aucun
Valeur retournée : mode de fonctionnement
                    0 -> interconnecté au réseau
                    1 -> autonome (UPS)
*/

BOOL LireMode(void) {

    return PORTC & (1<<RC0);
}

/* LirePhase

Description : lecture de la polarité du cycle de la tension
Arguments : aucun
Valeur retournée : mode de fonctionnement
                    0 -> cycle positif
                    1 -> cycle négatif
*/

BOOL LirePhase(void) {

    if(PORTC & (1<<RC1)) return 1;
    else return 0;
}

/* SelectSignalCourant

```

Description : ajustement du potentiomètre numérique du courant  
 en fonction du signal de contrôle voulu

Arguments : signal de contrôle (plage de 0 à 31)

Valeur retournée : aucune

\*/

```
void SelectSignalCourant(UINT8 signal) {

    // L'initialisation de la variable à 31 force le retour à 0 du
    // potentiomètre lors de la séquence d'initialisation
    static UINT8 SignalActuel = 31;

    // Incrémentation
    if(signal > SignalActuel) {
        // Incrémenter le potentiomètre
        POT1_INCREMENTE();
        // Attendre la validation du signal U/D
        delai_us(3);
        do {
            // Incrémenter 1 position
            POT1_CLOCK_DOWN();
            // Attendre le temps d'horloge requis
            delai_us(1);
            // Remettre l'horloge au repos
            POT1_CLOCK_UP();
        } while(++SignalActuel != signal);
    }
    // Décrémententation
    else if(signal < SignalActuel) {
        // Incrémenter le potentiomètre
        POT1_DECREMENTE();
        // Attendre la validation du signal U/D
        delai_us(3);
        do {
            // Incrémenter 1 position
            POT1_CLOCK_DOWN();
            // Attendre le temps d'horloge requis
            delai_us(1);
            // Remettre l'horloge au repos
            POT1_CLOCK_UP();
        } while(--SignalActuel != signal);
    }
}
```

/\* SelectSignalCourant

Description : ajustement du potentiomètre numérique de l'amplitude  
 de la tension CC en fonction du signal de contrôle voulu

Arguments : signal de contrôle (plage de 0 à 31)

Valeur retournée : aucune

\*/

```
void SelectSignalTension(UINT8 signal) {

    // L'initialisation de la variable à 31 force le retour à 0 du
    // potentiomètre lors de la séquence d'initialisation
    static UINT8 SignalActuel = 31;

    // Incrémentation
    if(signal > SignalActuel) {
        // Incrémenter le potentiomètre
        POT2_INCREMENTE();
        // Attendre la validation du signal U/D
        delai_us(3);
        do {
            // Incrémenter 1 position
            POT2_CLOCK_DOWN();
            // Attendre le temps d'horloge requis
```

```
    delai_us(1);
    // Remettre l'horloge au repos
    POT2_CLOCK_UP();
} while(++SignalActuel != signal);
}
// Décrémentation
else if(signal < SignalActuel) {
    // Décrémenter le potentiomètre
    POT2_DECREMENTE();
    // Attendre la validation du signal U/D
    delai_us(3);
    do {
        // Décrémenter 1 position
        POT2_CLOCK_DOWN();
        // Attendre le temps d'horloge requis
        delai_us(1);
        // Remettre l'horloge au repos
        POT2_CLOCK_UP();
    } while(--SignalActuel != signal);
}
```



```

/*-----
FONCTIONS UTILITAIRES
-----*/

#include "../Include/utils.h"

/* Lire16

Description : lecture d'un registre 16 bits
Arguments : pointeur sur la partie basse du registre
            pointeur sur la partie haute du registre
Valeur retournée : valeur lue
*/

UINT16 Lire16(UINT8 *addl, *addh) {

    UINT16 valeur;

    /*(&valeur) = *addl;
    /*(&valeur + 1) = *addh;

    return valeur;

}

/* delai_us

Description : delai en us
Arguments : longueur du delai
Valeur retournée : aucune
*/

void delai_us(UINT16 delai) {

    // Environ lus par itération
    while(delai--);

}

/* delai_ms

Description : delai en ms
Arguments : longueur du delai
Valeur retournée : aucune
*/

void delai_ms(UINT16 delai) {

    // Environ lms par itération
    while(delai--) delai_us(1000);

}

```

```

/*-----
FONCTIONS D'ACCÈS AUX PÉRIPHÉRIQUES
-----*/

#include "../Include/peripheriques.h"

////////////////////////////////////
// Variables publiques
////////////////////////////////////

// Indicateur de demi-cycle complété
BOOL FinDemiCycle = false;
// Indicateur du cycle actuel
UINT8 CycleActif;

////////////////////////////////////
// Variables globales
////////////////////////////////////

// Nombre de counts correspondant à la demi-période positive
UINT16 DemiPeriodePositive=0;
// Nombre de counts correspondant à la demi-période négative
UINT16 DemiPeriodeNegative=0;

/* CCP1_isr

Description : traite les interruptions du module de capture
Arguments : aucun
Valeur retournée : aucune
*/
#INT_CCP1
void CCP1_isr(void) {

    // Redémarrer le timer à 0
    TMR3L = 0;
    TMR3H = 0;
    switch(LirePhase()) {
        case CYCLE_POSITIF: {
            // Enregistrer la valeur mesurée
            DemiPeriodeNegative = makel6(CCP1RH, CCP1L);
            // Mettre à jour le cycle actif
            CycleActif = CYCLE_POSITIF;
        } break;
        case CYCLE_NEGATIF: {
            // Enregistrer la valeur mesurée
            DemiPeriodePositive = makel6(CCP1RH, CCP1L);
            // Mettre à jour le cycle actif
            CycleActif = CYCLE_NEGATIF;
        } break;
    }
    // Indiquer qu'un demi-cycle a été complété
    FinDemiCycle = true;
}

/* InitPeripheriques

Description : initialisation des périphériques utilisés
Arguments : aucun
Valeur retournée : aucune
*/
void InitPeripheriques(void) {

    // Configurer le module de capture
    // Mode capture, chaque front montant
    CCP1CON |= (1<<CCP1M2);
    // Timer3 activé et sélectionné comme source pour les CCP
    // avec un prescaler de 4

```

```
T3CON |= (1<<TMR3ON) | (1<<T3CCP2) | (1<<T3CKPS1);
// Initialiser le cycle actif à négatif puisque la première
// capture sera effectuée sur un front montant
CycleActif = CYCLE_NEGATIF;
// Activer les interruptions du module de capture
ACTIVE_CCPl_INT();
// Activer les interruptions des périphériques
ACTIVE_PER_INT();

!

/* LireFrequence

Description : lecture de la dernière valeur de la fréquence mesurée
Arguments : aucun
Valeur retournée : fréquence mesurée (correspond réellement à la période)
                   Plage réelle : 0ms à 26.2ms (38.1Hz à inf.)
                   Plage numérique : 0 à 65535

*/

UINT16 LireFrequence(void) {

    UINT16 resultat;

    resultat = DemiPeriodePositive + DemiPeriodeNegative;

    return resultat;

}
```

```

/*-----
FONCTIONS DE PROTECTION
-----*/

#include "../Include/protection.h"

/* VerifTension

Description : vérification des conditions de tension trop
              élevée ou trop basse
Arguments : tension de sortie (plage de 0 à 1023)
Valeur retournée : résultat de la vérification
                  0 -> Tension correcte
                  1 -> Faute
*/

BOOL VerifTension(UINT16 tension) {

    static INT8 CompteurLent=0;
    static INT8 CompteurRapide=0;
    BOOL Faute=false;

    // Vérifier les conditions d'erreur
    if(tension > TENSION_MAX_LENT) {
        if(tension > TENSION_MAX_RAPIDE) Faute = true;
        else CompteurLent++;
    }
    else if(tension < TENSION_MIN_LENT) {
        if(tension < TENSION_MIN_RAPIDE) {
            if(tension < TENSION_MIN_DISCONNECT) Faute = true;
            else CompteurRapide++;
        }
        else CompteurLent++;
    }
    else {
        CompteurRapide--;
        if(CompteurRapide < 0) CompteurRapide = 0;
        CompteurLent--;
        if(CompteurLent < 0) CompteurLent = 0;
    }
    // Vérifier l'état des compteurs
    if((CompteurRapide > COMPTEUR_TENSION_RAPIDE_MAX) ||
        (CompteurLent > COMPTEUR_TENSION_LENT_MAX)) {
        Faute = true;
    }
    return Faute;
}

/* VerifFrequence

Description : vérification des conditions de fréquence trop
              élevée ou trop basse
Arguments : fréquence mesurée
Valeur retournée : résultat de la vérification
                  0 -> Fréquence correcte
                  1 -> Faute
*/

BOOL VerifFrequence(UINT16 frequence) {

    static INT8 CompteurLent=0;
    BOOL Faute=false;

    // Vérifier les conditions d'erreur
    if(frequence < FREQUENCE_MAX_LENT) {
        if(frequence < FREQUENCE_MAX_RAPIDE) Faute = true;
        else CompteurLent++;
    }
    else if(frequence > FREQUENCE_MIN_LENT) {

```

```

    if(frequence > FREQUENCE_MIN_RAPIDE) Faute = true;
    else CompteurLent++;
}
else {
    CompteurLent--;
    if(CompteurLent < 0) CompteurLent = 0;
}
// Vérifier l'état des compteurs
if(CompteurLent > COMPTEUR_FREQUENCE_LENT_MAX) {
    Faute = true;
}
return Faute;
}

/* SFS

Description : calcul de la grandeur des plateaux ou
              troncatures selon l'erreur en fréquence
Arguments : fréquence mesurée
Valeur retournée : aucune

*/

void SFS(UINT16 frequence) {

    INT16 Erreur;
    INT16 Consigne;

    // Calculer l'erreur en fréquence
    Erreur = FREQUENCE_NOMINALE - frequence;
    // Calculer la consigne plateaux/troncatures
    Consigne = (Erreur * KF_MUL) / KF_DIV;
    // Saturer la consigne
    if(Consigne > 3) Consigne = 3;
    else if(Consigne < -4) Consigne = -4;
    // Appliquer la consigne
    SelectCF(Consigne);
}

/* SVS

Description : calcul de la grandeur de la modification
              à la consigne de courant selon l'erreur
              de tension
Arguments : tension mesurée
Valeur retournée : modification à la consigne de courant
                  (plage de -1024 à 1023)

*/

UINT16 SVS(UINT16 tension) {

    INT16 Erreur;
    INT16 DeltaConsigne;

    // Calculer l'erreur en tension
    Erreur = tension - TENSION_NOMINALE;
    // Le delta consigne doit toujours être négatif
    if(Erreur < 0) Erreur = -Erreur;
    // Calculer la consigne plateaux/troncatures
    DeltaConsigne = (Erreur * KV_MUL) / KV_DIV;
    // Saturer la consigne
    if(DeltaConsigne > 1023) DeltaConsigne = 1023;
    else if(DeltaConsigne < -1024) DeltaConsigne = -1024;
    // Retourner le delta consigne
    return DeltaConsigne;
}

```

```
/*-----  
  
DÉFINITION DES FONCTIONS  
  
-----*/  
  
// Contrôle de la tension de sortie (mode autonome)  
void ControleTension(UINT16 consigne, UINT16 tension);  
  
// Contrôle du courant de sortie (mode interconnecté)  
void ControleCourant(UINT16 consigne, UINT16 courant);  
  
/*-----  
  
DÉFINITION DES CONSTANTES  
  
-----*/  
  
// La contribution d'un multiplicateur et d'un diviseur  
// forme la constante complète  
//  $K = K\_MUL/K\_DIV$   
// Il faut ajouter au gain total un facteur de 1/32 inclus  
// dans l'algorithme de contrôle  
  
#define KI_MUL_TENSION 1  
#define KI_DIV_TENSION 1  
  
#define KP_MUL_TENSION 1  
#define KP_DIV_TENSION 1  
  
#define KI_MUL_COURANT 1  
#define KI_DIV_COURANT 1  
  
#define KP_MUL_COURANT 1  
#define KP_DIV_COURANT 1
```

```

#include "outils.c"

/*-----*/

DÉFINITION DES MACROS

-----*/

// Potentiomètre de contrôle du courant
#define POT1_INCREMENTE() PORTB |= (1<<RB0);
#define POT1_DECREMENTE() PORTB &= ~(1<<RB0);
#define POT1_CLOCK_UP() PORTB |= (1<<RB1);
#define POT1_CLOCK_DOWN() PORTB &= ~(1<<RB1);

// Potentiomètre de contrôle de la tension
#define POT2_INCREMENTE() PORTB |= (1<<RB2);
#define POT2_DECREMENTE() PORTB &= ~(1<<RB2);
#define POT2_CLOCK_UP() PORTB |= (1<<RB3);
#define POT2_CLOCK_DOWN() PORTB &= ~(1<<RB3);

// Relais
#define RELAIS_ENTREE_ON() PORTC |= (1<<RC7);
#define RELAIS_ENTREE_OFF() PORTC &= ~(1<<RC7);

#define RELAIS_SORTIE_ON() PORTC |= (1<<RC6);
#define RELAIS_SORTIE_OFF() PORTC &= ~(1<<RC6);

#define RELAIS3_ON() PORTC |= (1<<RC5);
#define RELAIS3_OFF() PORTC &= ~(1<<RC5);

// Shutdown
#define SHUTDOWN_ON() PORTA &= ~(1<<RA4);
#define SHUTDOWN_OFF() PORTA |= (1<<RA4);

/*-----*/

DÉFINITION DES FONCTIONS

-----*/

// Initialiser les ports d'entrée/sortie
void InitIO(void);

// Appliquer le chopping fraction
void SelectCF(INT8 cf);

// Lire courant de sortie
UINT16 LireCourantSortie();

// Lire la tension de sortie
UINT16 LireTensionSortie();

// Lire la tension de sortie de l'onduleur
UINT16 LireTensionSortieOnduleur();

// Lire la tension d'entrée
UINT16 LireTensionEntree();

// Lire le mode de fonctionnement
BOOL LireMode();

// Lire la phase actuelle
BOOL LirePhase();

// Appliquer le signal de contrôle en courant au potentiomètre
void SelectSignalCourant(UINT8 signal);

// Appliquer le signal de contrôle en tension au potentiomètre
void SelectSignalTension(UINT8 signal);

/*-----*/

```

DÉFINITION DES CONSTANTES

-----\*/

```
// Valeurs possibles pour LireMode()
#define MODE_INTERCONNECTE 0
#define MODE_AUTONOME 1
```

```
// Valeurs possibles pour LirePhase()
#define CYCLE_POSITIF 0
#define CYCLE_NEGATIF 1
```



```

#device PIC18F242

#case

/*-----

BITS DE CONFIGURATION

Horloge = cristal externe avec PLL
Watchdog désactivé
Power up timer activé
Brownout detection activé à 2.7V
Protection du code désactivée
Programmation basse tension désactivée
Débogage désactivé

-----*/
#fuses H4,NOWDT,PUT,BROWNOUT,BORV27,NOWRT,NOLVP,NODEBUG

// La direction des ports doit être définie
#use FAST_IO(A)
#use FAST_IO(B)
#use FAST_IO(C)

/*-----

DÉFINITION DES MACROS

-----*/

// Gestion des interruptions globales
#define ACTIVE_INT()  INTCON |= (1<<GIE);
#define DESACTIVE_INT() INTCON &= ~(1<<GIE);

/*-----

DÉFINITION DES CONSTANTES

-----*/

// États possibles de la sortie
#define SORTIE_DECONNECTEE 0 // Relais d'entrée ouvert
#define SORTIE_CONNECTEE_RESEAU 1 // Relais de sortie fermé
#define SORTIE_CONNECTEE_AUTONOME 2 // Relais de sortie ouvert

// États possibles du système
#define SYSTEME_NORMAL 0
#define SYSTEME_FAUTE_ENTREE 1
#define SYSTEME_FAUTE_RESEAU 2
#define SYSTEME_FAUTE_SORTIE 3
#define SYSTEME_FAUTE_UTILISATEUR 4

// Tensions d'entrée acceptables
#define TENSION_ENTREE_MIN 709 // 45V
#define TENSION_ENTREE_MAX 898 // 57V

// Écart maximal entre la tension de sortie et celle du bus
// pour la connexion
#define ECART_TENSION_MAX 10

```

```
/*-----  
DÉFINITION DES FONCTIONS  
-----*/  
  
// Lire un registre 16 bits  
UINT16 Lire16(UINT8 *addl, *addh);  
  
// Délai en us  
void delai_us(UINT16 delai);  
  
// Délai en ms  
void delai_ms(UINT16 delai);
```

```

/*-----
DÉFINITION DES MACROS

-----*/

// Gestion des interruptions
#define ACTIVE_PER_INT() INTCON |= (1<<PEIE);
#define DESACTIVE_PER_INT() INTCON &= ~(1<<PEIE);
#define ACTIVE_CCPI_INT() PIE1 |= (1<<CCPIIE);
#define DESACTIVE_CCPI_INT() PIE1 &= ~(1<<CCPIIE);
#define EFFACE_CCPI_INT_FLAG() PIR1 &= ~(1<<CCPIIF);

/*-----

DÉFINITION DES FONCTIONS

-----*/

// Initialisation des périphériques
void InitPeripheriques(void);

// Lire la fréquence du réseau
UINT16 LireFrequence(void);

/*-----

DÉFINITION DES CONSTANTES

-----*/

// Définies dans io.h
// #define CYCLE_POSITIF 0
// #define CYCLE_NEGATIF 1

```

```

/*-----
DÉFINITION DES FONCTIONS
-----*/

// Protection over/under voltage
BOOL VerifTension(UINT16 tension);

// Protection over/under frequency
BOOL VerifFrequence(UINT16 frequence);

// Protection Sandia Frequency Shift
void SFS(UINT16 frequence);

// Protection Sandia Voltage Shift
UINT16 SVS(UINT16 tension);

/*-----
DÉFINITION DES CONSTANTES
-----*/

// États retournés par les fonctions de protection
#define NORMAL 0
#define FAUTE 1

// Seuils utilisés par les fonctions de protection
#define FREQUENCE_MAX_RAPIDE 39683 // 63.0Hz
#define FREQUENCE_MAX_LENT 41322 // 60.5Hz
#define FREQUENCE_MIN_RAPIDE 43860 // 57.0Hz
#define FREQUENCE_MIN_LENT 42017 // 59.5Hz
#define COMPTEUR_FREQUENCE_LENT_MAX 5
// LES SEUILS DE TENSION SONT À CHANGER
#define TENSION_MAX_RAPIDE 989 // 140Vrms
#define TENSION_MAX_LENT 932 // 132Vrms
#define TENSION_MIN_DISCONNECT 212 // 30Vrms
#define TENSION_MIN_RAPIDE 424 // 60Vrms
#define TENSION_MIN_LENT 777 // 110Vrms
#define COMPTEUR_TENSION_LENT_MAX 100
#define COMPTEUR_TENSION_RAPIDE_MAX 4

// Gain de l'algorithme SFS
#define KF_MUL 1
#define KF_DIV 690

// Fréquence nominale du réseau
#define FREQUENCE_NOMINALE 41667 // 60.0Hz

// Gain de l'algorithme SVS
#define KV_MUL 1
#define KV_DIV 1

// Tension nominale du réseau
#define TENSION_NOMINALE 847 // 120V

```

```
// Définitions des types de données

typedef long UINT16, *PUINT16;
typedef signed long INT16, *PINT;
typedef int  UINT8, *PUINT8;
typedef signed int INT8, *PINT8;
//typedef char CHAR, *CHAR;
//typedef unsigned char UCHAR, *UCHAR;
typedef int1 BOOL;

#define true 1
#define false 0

#define NULL 0
```